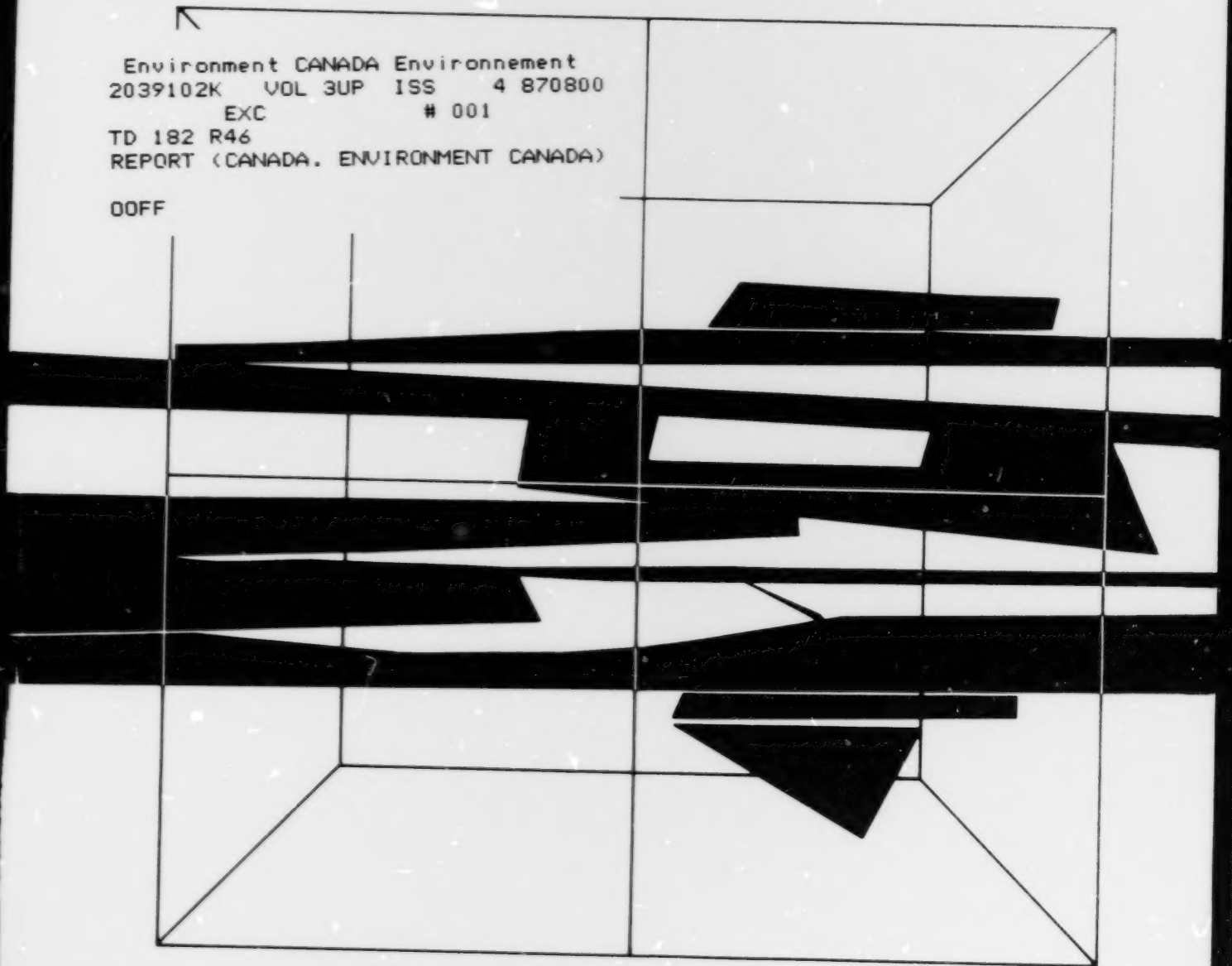
L'exploitation du gaz de résidus à la décharge de Kitchener

Rapport SPE 3 UP 4
Août 1987

Environment CANADA Environnement
2039102K VOL 3UP ISS 4 870800
EXC # 001
TD 182 R46
REPORT (CANADA. ENVIRONMENT CANADA)

OOFF



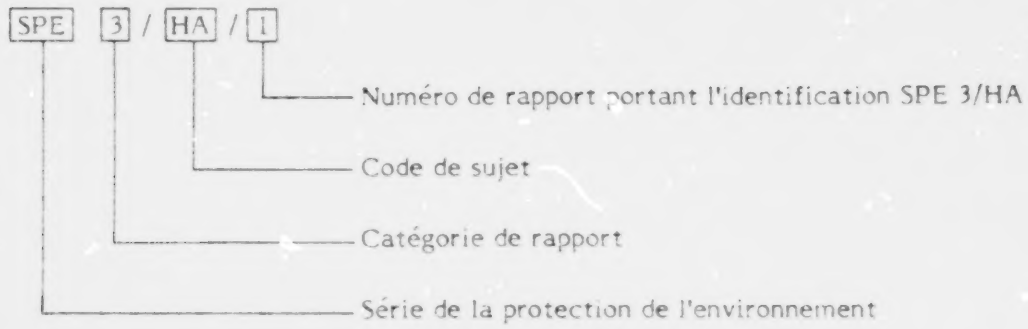
Environnement Canada Environment Canada

Canada

87-06110/

SÉRIE DE RAPPORTS DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotage:



Catégories

1	Règlements/Lignes directrices/ Codes de procédure
2	Consultation publique: évaluation des problèmes, options de contrôle
3	Recherche et développement technologique
4	Revues de la documentation
5	Relevés
6	Evaluations des impacts sur l'environnement
7	Surveillance
8	Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9	Guides

Sujets

AG	Agriculture
AP	Polluants atmosphériques
AT	Toxicité aquatique
CC	Produits chimiques commerciaux
CE	Consommateurs et l'environnement
CI	Industries chimiques
FA	Activités fédérales
FP	Traitement des aliments
HA	Déchets dangereux
IC	Chimie inorganique
MA	Pollution marine
MM	Exploitation minière et traitement des minéraux
NR	Régions du Nord et rurales
PF	Papier et fibres
PG	Production de l'électricité
PN	Pétrole et gaz naturel
SF	Traitement de surface
SP	Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM	Méthode de référence normalisée
TS	Systèmes de transport
UP	Pollution urbaine

Sujets et codes additionels sont introduits au besoin. Une liste de rapports du SPE peut être obtenue en s'adressant aux Publications de la protection de l'environnement, Conservation et Protection, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A OH3.

L'EXPLOITATION DU GAZ DE RÉSIDUS À LA DÉCHARGE DE KITCHENER

par

Conestoga-Rovers & Associates Ltd.
Waterloo, Ontario

pour le compte de

Environnement Canada
Conservation et Protection
Protection de l'environnement
Direction du développement technologique et des services techniques

Ce projet a été réalisé en vertu du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et de l'énergie.

D→RECT

Rapport SPE 3/UP/4
Août 1987

Publication
distribuée par la Section des publications
Conservation et Protection
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3

Édition française de
Kitchener Landfill Gas Utilisation Project
préparée par le Module d'édition française

English copy available at the above mentioned address

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de cat. En 49-8/3-4F
ISBN 0-662-94465-8
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

AVIS DE RÉVISION

Le présent rapport a été révisé par la Direction du développement technologique et des services techniques d'Environnement Canada et sa publication a été approuvée. Cette approbation n'implique pas que le contenu de ce rapport reflète les opinions et les politiques d'Environnement Canada. La mention de marques de commerce ou de produits commerciaux ne constitue nullement une recommandation ou un appui en faveur de leur utilisation.

COMMENTAIRES DES LECTEURS

Prière d'adresser tout commentaire au sujet du présent rapport à:

G. Hill
Direction du développement technologique
et des services techniques
Conservation et Protection
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3

RÉSUMÉ

En octobre 1981, la municipalité régionale de Waterloo présentait à Environnement Canada une demande de financement d'une installation de captage et d'utilisation des gaz d'une décharge contrôlée située à Kitchener en Ontario, dans le cadre du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et de l'énergie. L'installation devait être réalisée en deux phases et devait être terminée pour la fin de mars 1984.

Dans la demande originale, la phase I comportait les étapes suivantes: la conception et l'installation d'une station de pompage et de l'équipement nécessaire; l'aménagement de quinze puits dans la partie sud de la décharge; l'installation de conduites de transport du gaz; et la transformation d'une chaudière de l'usine Bestpipe en vue d'une alimentation en gaz de résidus (ou biogaz). Le déroulement de la phase I a été retardé à cause de la faible teneur en méthane des gaz captés et de difficultés d'exploitation au moment de la mise en marche.

À la suite de la phase I, Conestoga-Rovers & Associates Ltd. (CRA) a entrepris à ses frais une étude poussée sur l'installation de captage et d'utilisation du gaz de résidus afin de trouver la cause des ennuis qui ont persisté pendant la phase initiale de l'exploitation. À la suite de cette étude, un plan d'optimisation de la phase I a été réalisé et une modification de la phase II a été recommandée.

Le présent rapport fournit une description complète de l'installation, achevée en février 1985, et de son exploitation.

ABSTRACT

In October 1981, the Regional Municipality of Waterloo presented a proposal and application to Environment Canada for funding under the DRECT program for a proposed landfill gas extraction and utilization system at the Kitchener landfill site in Kitchener, Ontario. The project was to be undertaken in two phases and to be completed by the end of March 1984.

As originally proposed, Phase I consisted of: the design and installation of a pumphouse and pumping equipment; fifteen southern sector wells; gas transmission lines; and the conversion of one boiler at Bestpipe for acceptance of landfill gas as a fuel supply. The completion of Phase I was delayed from the original schedule because of low methane concentrations and operational difficulties upon start-up.

Following Phase I, Conestoga-Rovers & Associates Ltd. (CRA) undertook, at their own expense, an extensive investigation of the landfill gas utilization system to determine the cause of the operational difficulties which persisted throughout the initial phase of the project. Based on the findings of this investigation a Phase I Optimization Plan was carried out and a modified Phase II plan was recommended.

This report presents a comprehensive review of the project which was completed in February 1985.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ		V
ABSTRACT		VI
LISTE DES FIGURES		IX
LISTE DES TABLEAUX		X
1	**Phase I - L'installation de captage et d'utilisation du gaz de résidus**	
1.1	Historique de la décharge et de l'exploitation des gaz	1
1.2	Les composantes de l'installation	3
1.2.1	Le réseau de captage et de collecte des gaz	3
1.2.2	Le système de pompage des gaz	5
1.2.3	Transport et utilisation	16
1.3	Sûreté de l'installation de captage et d'utilisation des gaz	16
1.3.1	Sûreté du réseau de captage et de collecte	16
1.3.2	Sûreté du système de pompage	16
1.3.3	Sûreté de la torche	17
1.3.4	Sûreté du réseau de transport	17
2	**Phase I - Les travaux de construction**	
2.1	L'aménagement des puits de captage	18
2.2	L'installation des réseaux de collecte et de transport	18
2.3	L'installation du système mécanique	20
2.3.1	Mise au point et début des activités	20
3	**Phase I - L'exploitation du gaz de résidus**	
3.1	Phase I - Les difficultés d'exploitation	22
3.2	Phase I - L'évaluation de l'installation	22
4	**Phase I - L'optimisation de l'installation**	
4.1	Les travaux sur le terrain	24
4.2	L'exploitation	30
5	**Phase II**	
5.1	Phase II - Les travaux de construction	34
5.1.1	Phase II - Partie A - Les résultats des essais	34
6	**Le fonctionnement actuel de l'installation**	
6.1	Les difficultés d'exploitation	39
7	**La dimension économique**	
7.1	Les coûts en capital et les frais d'exploitation	43
7.1.1	Les coûts en capital	43
7.1.2	Les frais d'exploitation	43
7.2	Le financement	44
7.3	Le contrat de fourniture de gaz et les recettes	45
7.3.1	Le contrat de fourniture	45
7.3.2	Les recettes	46
7.4	Analyse économique	46
7.4.1	Le coût de revient du gaz des résidus	46
8	**Les économies d'énergie et les avantages environnementaux**	
8.1	Les économies d'énergie	50

8.1.1	Les économies locales	50
8.1.2	Les économies nationales possibles	50
8.2	Les avantages environnementaux	50
9	**Les études connexes**	
9.1	Évaluation de l'exploitation des gaz de résidus	52
9.2	Évaluation du réseau de captage en tant que moyen de lutte contre la migration des gaz	52
9.3	Essai de corrosion des tubes de fumée de la chaudière	52
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS		53

LISTE DES FIGURES

1	La région	2
2	La décharge de Kitchener et son emplacement	2
3	L'installation de captage et d'utilisation du gaz	4
4	Un puits de captage	6
5	Le lit de pose	7
6	Regard et siphon (pression négative)	8
7	Siphon (pression positive)	9
8	Raccord d'un branchement au puits	10
9	Cloche et robinet	11
10	La conduite de sortie en acier (vers la conduite de transport)	12
11	Détail d'une trappe de regard	13
12	Emplacement du puits GW1-83	25
13	Coupe du puits GW1-83	26
14	Phase I - Optimisation - Résultats des mesures faites au cours de l'essai de pompage	27
15	Phase I - Extension des réseaux de captage et de collecte	28
16	Puits type - Phase I post-optimisation et phase II	29
17	Phase II - Évolution de la teneur en méthane au cours de la période d'essai	37

LISTE DES TABLEAUX

1	Phase I - Les principales étapes de la construction par ordre chronologique	19
2	Phase I - Optimisation - Calendrier des principaux travaux de construction	24
3	Phase II - Ventilation des coûts	33
4	Phase II - Partie A - Calendrier des principaux travaux de construction	35
5	Particularités de construction des nouveaux puits	35
6	Résultats des mesures de la teneur en méthane au cours de la période d'essai	36
7	Données de surveillance de l'installation	40
8	Total des coûts - Phase I optimisée	43
9	Total des coûts - Phase II, partie A	44
10	Total des coûts - Phases I et II	44
11	Frais d'exploitation (réels) en 1984	45
12	Sources de financement de l'installation	45
13	Recettes provenant de la vente du gaz	47
14	Tarifs moyens du gaz naturel dans quelques provinces (1985)	48

1 PHASE I - L'INSTALLATION DE CAPTAGE ET D'UTILISATION DU GAZ DE RÉSIDUS*

1.1 Historique de la décharge et de l'exploitation des gaz

La décharge de Kitchener se trouve à Kitchener en Ontario (figure 1). Elle occupe une superficie d'environ 30 ha (75 acres); elle a été exploitée par la ville de Kitchener entre 1958 et 1974 et par la municipalité régionale de Waterloo entre 1974 et 1978; après quoi elle a été fermée. Pendant son exploitation, environ douze millions de tonnes d'ordures ménagères, c.-à-d. de résidus urbains, y ont été enfouies.

La décharge est divisée en deux parties (nord et sud) par l'emprise d'un corridor de transport d'énergie électrique (figure 2). La partie nord a servi de décharge entre 1958 et 1972 et couvre une superficie d'environ 20 ha (50 acres); l'épaisseur des ordures y est d'environ quarante-trois mètres. Les douze mètres inférieurs consistent principalement en ordures ménagères et les trente et un qui restent consistent en matériaux relativement inertes et en déchets de construction. La partie sud occupe une superficie de 10 ha (25 acres) et l'épaisseur des ordures y atteint environ douze mètres; elle a servi entre 1972 et 1978 et ce sont surtout des ordures ménagères qui y sont enfouies.

Autour de la décharge, la couche supérieure de morts-terrains est constituée de sable limoneux. La migration latérale des gaz hors de la décharge pose de sérieux problèmes depuis dix ans à cause de la perméabilité relativement élevée de ce matériau; la municipalité régionale de Waterloo a équipé la décharge d'un certain nombre de dispositifs de réduction des gaz. Une autre solution possible consistait à construire sur place une installation de captage et d'utilisation des gaz de résidus permettant à la fois d'utiliser les gaz et de limiter leur migration.

La municipalité régionale et le ministère de l'Énergie de l'Ontario ont engagé la firme Conestoga-Rovers and Associates Ltd. (CRA) pour mener des essais de pompage dans la décharge. Ces essais devaient établir la composition des gaz, en évaluer le volume, et déterminer si leur captage en vue d'une utilisation comme combustible dans les chaudières de l'usine Bestpipe était techniquement faisable. Les premiers essais réalisés en 1981 ont permis d'établir ce qui suit.

1) La qualité et la quantité des gaz captables à la décharge de Kitchener sont suffisantes pour approvisionner l'usine Bestpipe en gaz de résidus brut devant servir de combustible dans une chaudière industrielle (environ $2,8 \times 10^4$ m^3/d de 13,13 MJ/m^3 de gaz de résidus).

---

* Les termes *biogaz*, *biométhane*, *gaz de fermentation* sont également utilisés.

FIGURE 1 LA RÉGION

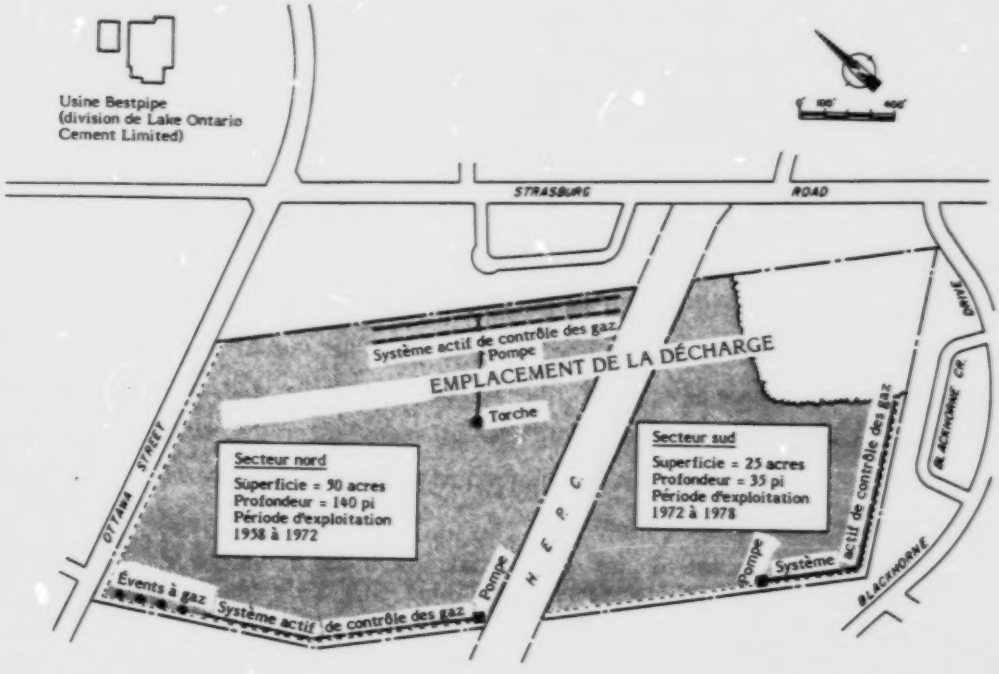


FIGURE 2 LA DÉCHARGE DE KITCHENER ET SON EMPLACEMENT

2) Un taux nominal de captage des gaz de 1,1 x 10^{-2} $m^3/kg \cdot an$ a été établi pour la décharge; ce taux de captage équivaut à 3,8 x 10^{-3} $m^3/kg \cdot an$ (méthane par kilogramme de résidus par année).

3) Les puits de captage devraient être dimensionnés en fonction d'un débit maximal de captage de 11,8 l/s.

4) Le captage des gaz devrait se faire principalement dans la partie sud de la décharge, étant donné qu'il y a moins longtemps que les résidus y ont été enfouis et qu'elle est plus facile d'accès.

5) Étant donné l'âge et la disposition des résidus, on devrait pouvoir obtenir du gaz de bonne qualité (plus de 30 p. cent de méthane) pendant une dizaine d'années.

Compte tenu de ces résultats et du financement accordé par Environnement Canada dans le cadre du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et de l'énergie, on a décidé de construire une installation de captage des gaz pour alimenter en combustible les chaudières industrielles de l'usine Bestpipe.

La mise en place de l'installation s'est faite en deux phases. La phase I devait fournir suffisamment de combustible pour une des chaudières de l'usine Bestpipe. La phase II a été modifiée et scindée en deux, après étude des résultats de la phase I. La partie A comportait le forage de dix puits de captage supplémentaires et un essai de pompage au débit de pointe combiné nécessaire pour alimenter deux des chaudières de l'usine Bestpipe. La partie B devait consister en modifications mécaniques au système de pompage des gaz afin d'assurer une alimentation suffisante en combustible pour la deuxième chaudière de l'usine Bestpipe. La phase II, partie B, a été abandonnée après étude des résultats des essais de la partie A.

1.2 Les composantes de l'installation

L'installation de captage et d'utilisation des gaz de résidus comprend quatre composantes de base:

1) un réseau de captage et de collecte;
2) un système de pompage;
3) un réseau de transport;
4) un système d'utilisation.

On trouvera à la figure 3 un schéma de l'ensemble.

1.2.1 Le réseau de captage et de collecte des gaz. Le réseau de captage et de collecte des gaz comprend les puits de captage et les conduites de collecte (conduite principale et branchements).

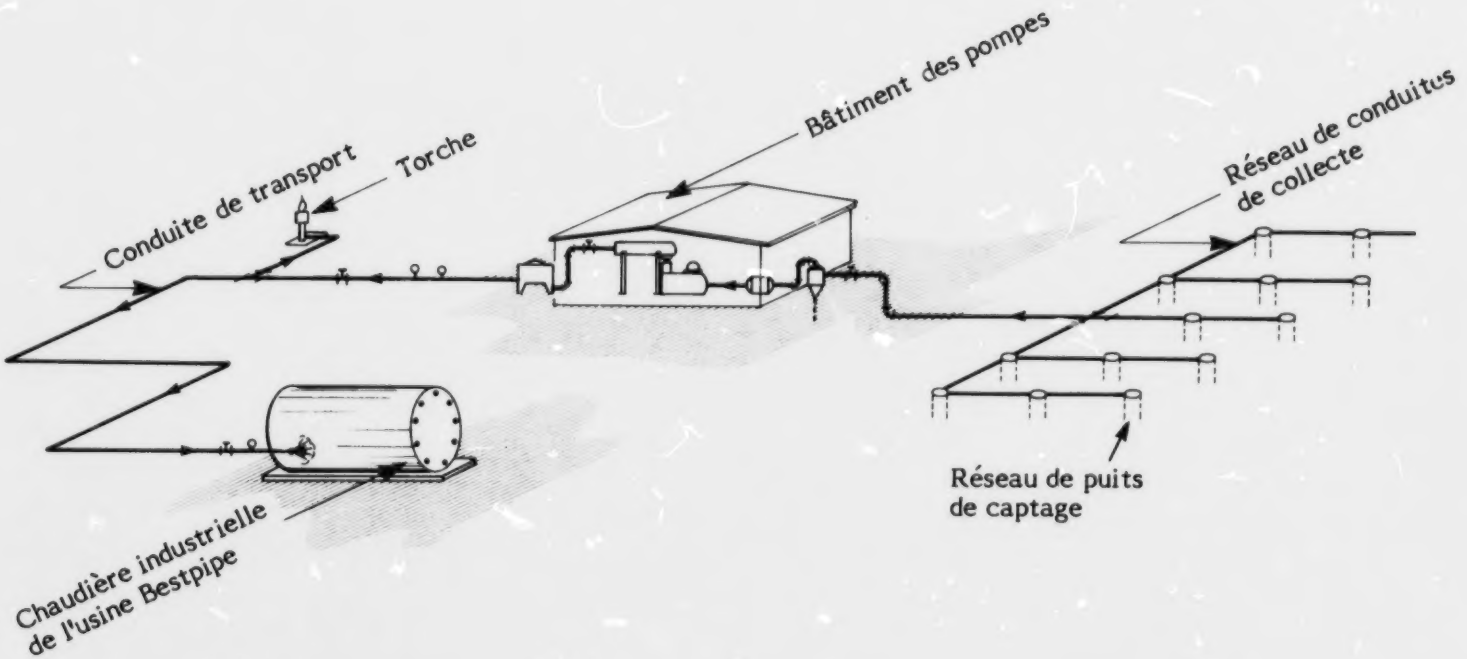


FIGURE 3 L'INSTALLATION DE CAPTAGE ET D'UTILISATION DU GAZ

Quinze puits ont été forés et raccordés par des branchements à une conduite principale du côté ouest de la décharge. La conduite principale transporte les gaz au bâtiment des pompes et au système de traitement.

Les figures 4 à 11 illustrent les principaux éléments du réseau: puits, siphons à pression négative, raccords des branchements aux puits, lit de pose, robinets en canalisation, couvercle et trappe des regards, et conduite de sortie (en acier) reliant la conduite principale de collecte à la station de pompage.

En général, les éléments des puits et des siphons sont constitués de tuyaux de chlorure de polyvinyle (PVC) de diamètres divers. Les tuyaux de PVC ont été utilisés à cause de leur résistance relative à la corrosion et de leur rigidité qui a facilité la pose.

Les branchements et la conduite principale sont en polyéthylène et sont joints par presso-fusion. Les branchements sont des conduites de polyéthylène SR80 de 10 cm de diamètre. La conduite principale, c.-à-d. le collecteur, est en polyéthylène SR80 de 15 cm de diamètre. Les conduites de polyéthylène ont été utilisées à cause de leur résistance à la corrosion et de leur plus grande souplesse que les conduites en PVC. La souplesse était nécessaire pour absorber tout tassement éventuel du terrain avec le temps. Les raccords presso-fusés étaient également importants pour prévenir toute fuite de gaz dans le réseau de collecte. Le lit de pose des conduites est illustré à la figure 5.

À cause de la nature "humide" des gaz (saturés d'eau) (de résidus) captés dans la décharge, il y avait de la condensation dans les conduites pendant le transport. Pour recueillir et drainer les eaux de la décharge, les branchements du réseau de collecte raccordés aux puits de captage des gaz ont été conçus de façon à se drainer dans ces puits. Des siphons ont été installés à divers intervalles sur le réseau de collecte pour drainer les eaux (figures 6 et 7). Toutes les conduites ont dû être posées en dégradé à cause de la nécessité de drainer. Une pente minimale de 1 p. 100 a été utilisée lorsque l'écoulement des eaux à drainer se faisait dans la même direction que l'écoulement des gaz. Une pente minimale de 4 p. 100 a été nécessaire là où les eaux avaient à circuler à contre-courant des gaz.

1.2.2 **Le système de pompage des gaz.** Le système de pompage des gaz comprend le bâtiment des pompes et tout l'équipement mécanique nécessaire pour soutirer les gaz de résidus et pour les épurer avant leur acheminement vers l'usine Bestpipe.

Construction de la station de pompage. La fondation du bâtiment est constituée d'une dalle flottante de béton armé. Ce type de fondation a été choisi pour pallier le tassement, étant donné que le bâtiment se trouve dans la vieille partie de la décharge. Le bâtiment lui-même est un bâtiment d'acier préfabriqué choisi pour sa

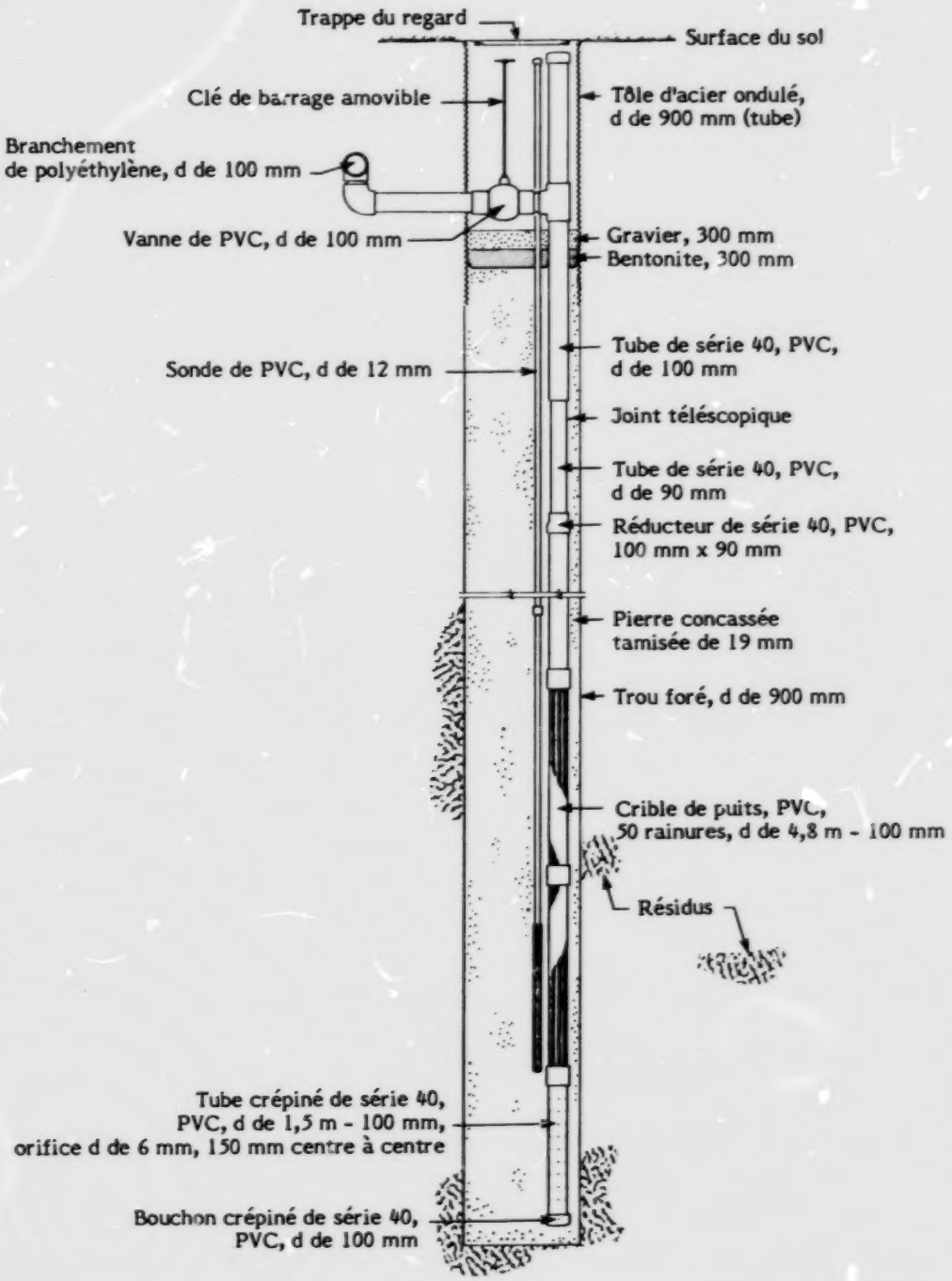


FIGURE 4 UN PUITS DE CAPTAGE

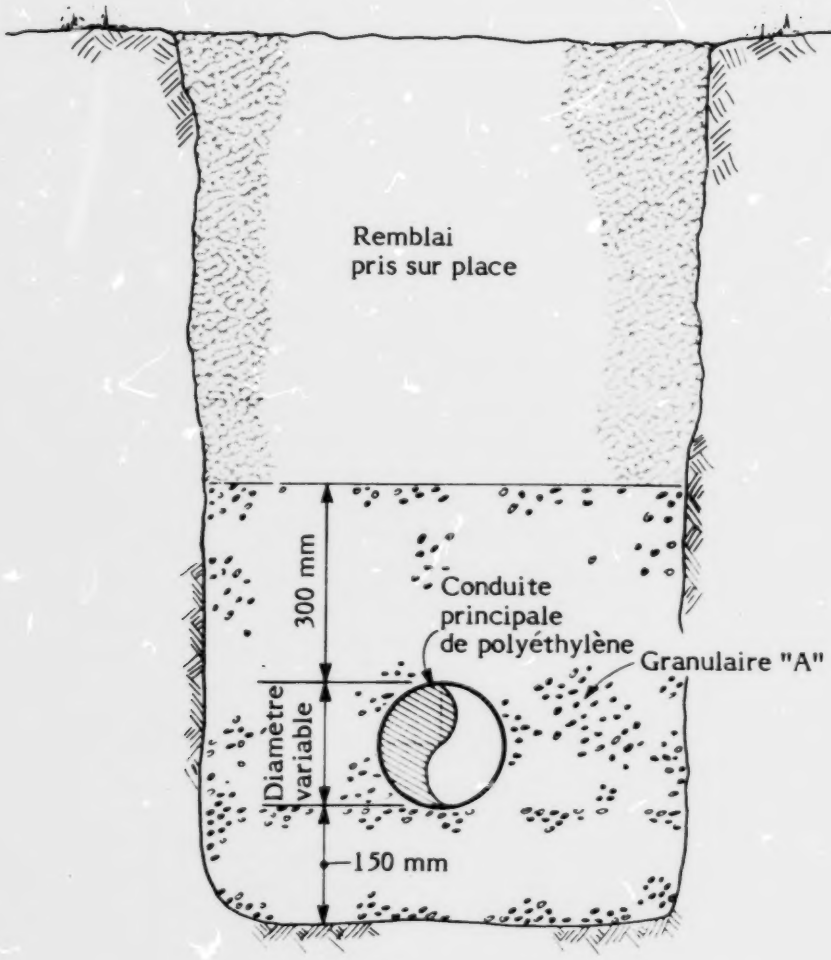
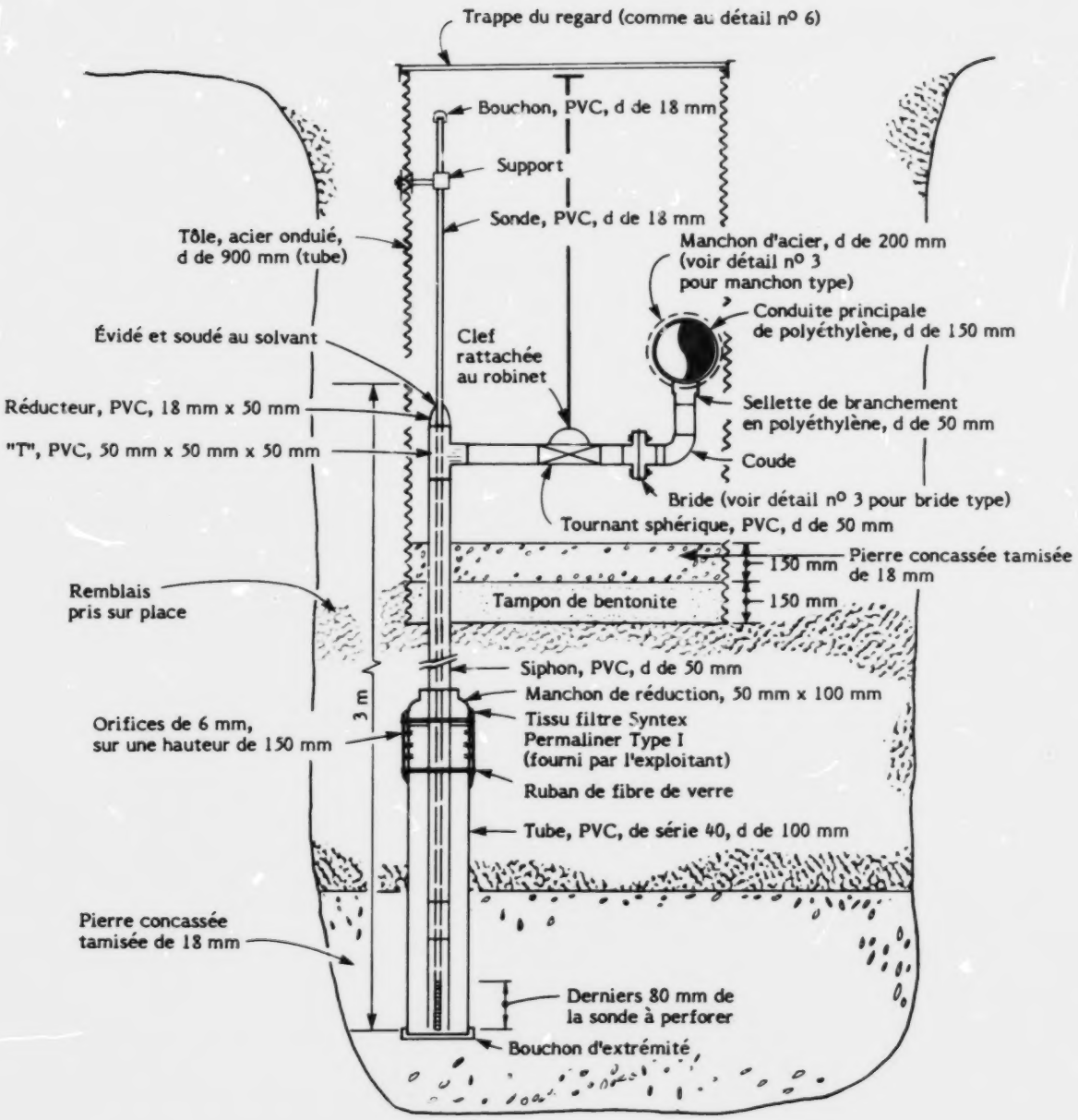
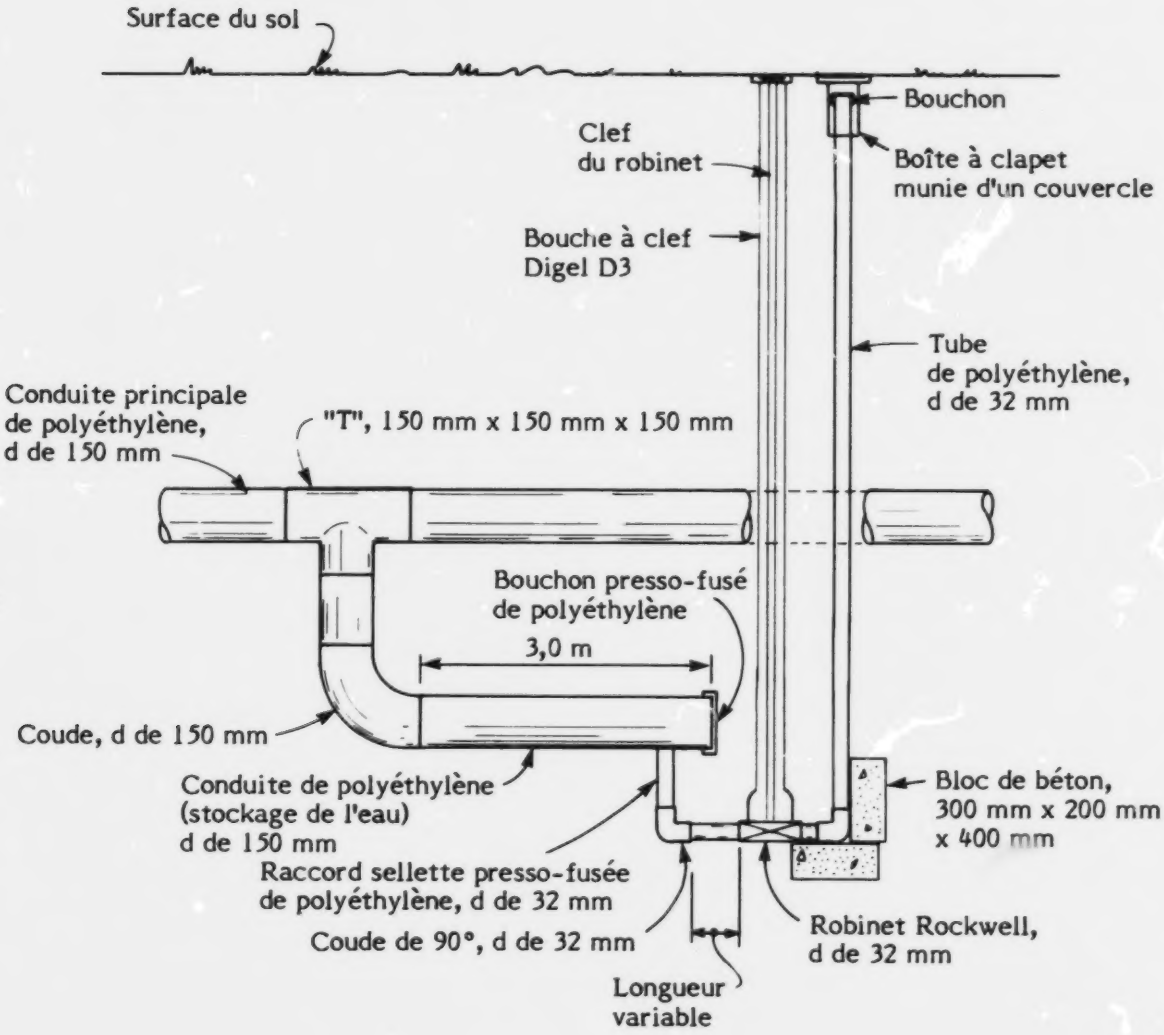


FIGURE 5 LE LIT DE POSE



Remarque. - Tous les raccords, vannes et conduites de polyéthylène doivent être soudés tel que spécifié; tous les raccords de PVC doivent être soudés au solvant.

FIGURE 6 REGARD ET SIPHON (PRESSION NÉGATIVE)



Remarque. - Tous les conduites et raccords de 150 mm doivent être des Driscopipe 1600 SR60 en polyéthylène.

FIGURE 7 SIPHON (PRESSION POSITIVE)

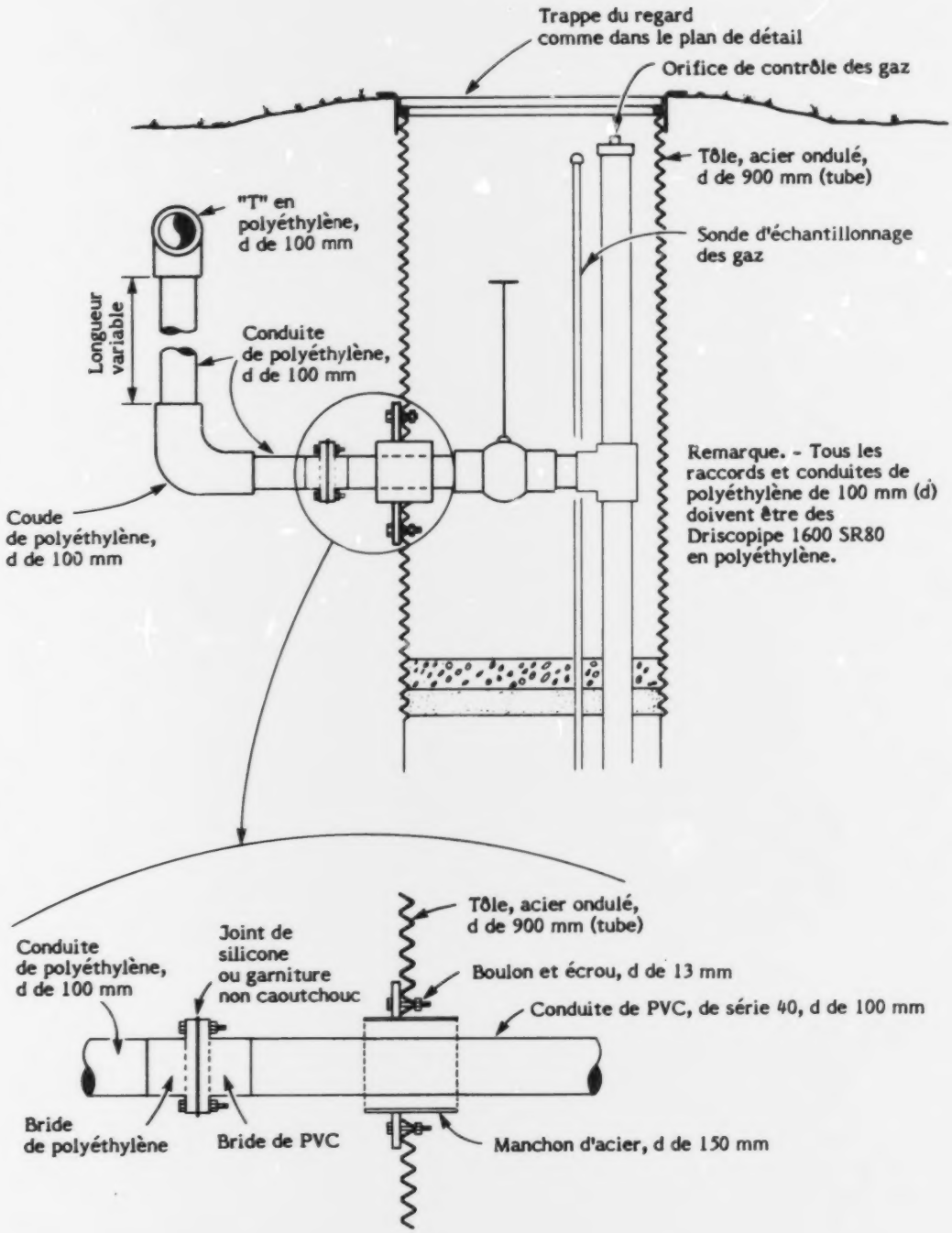


FIGURE 8 RACCORD D'UN BRANCHEMENT AU PUITS

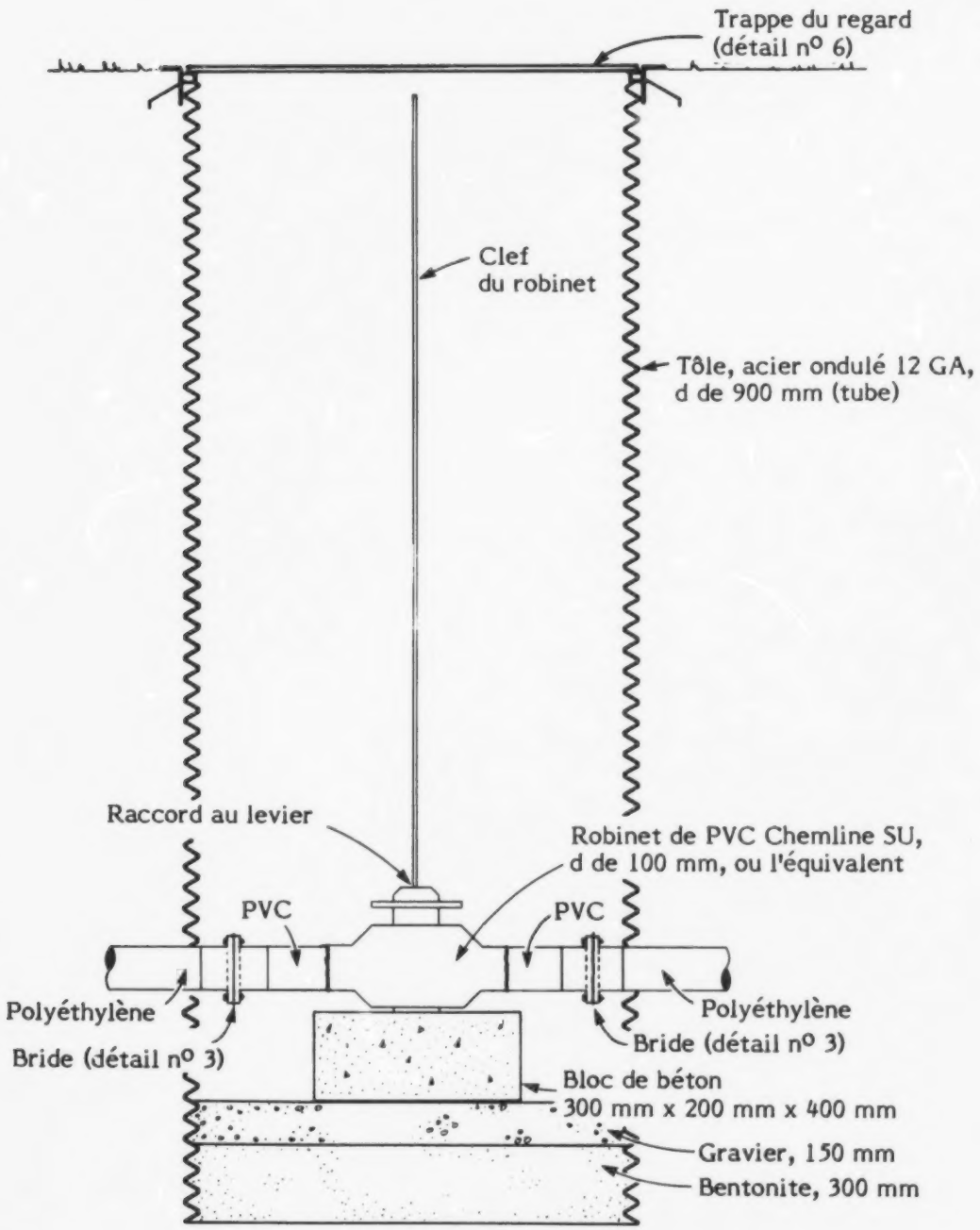
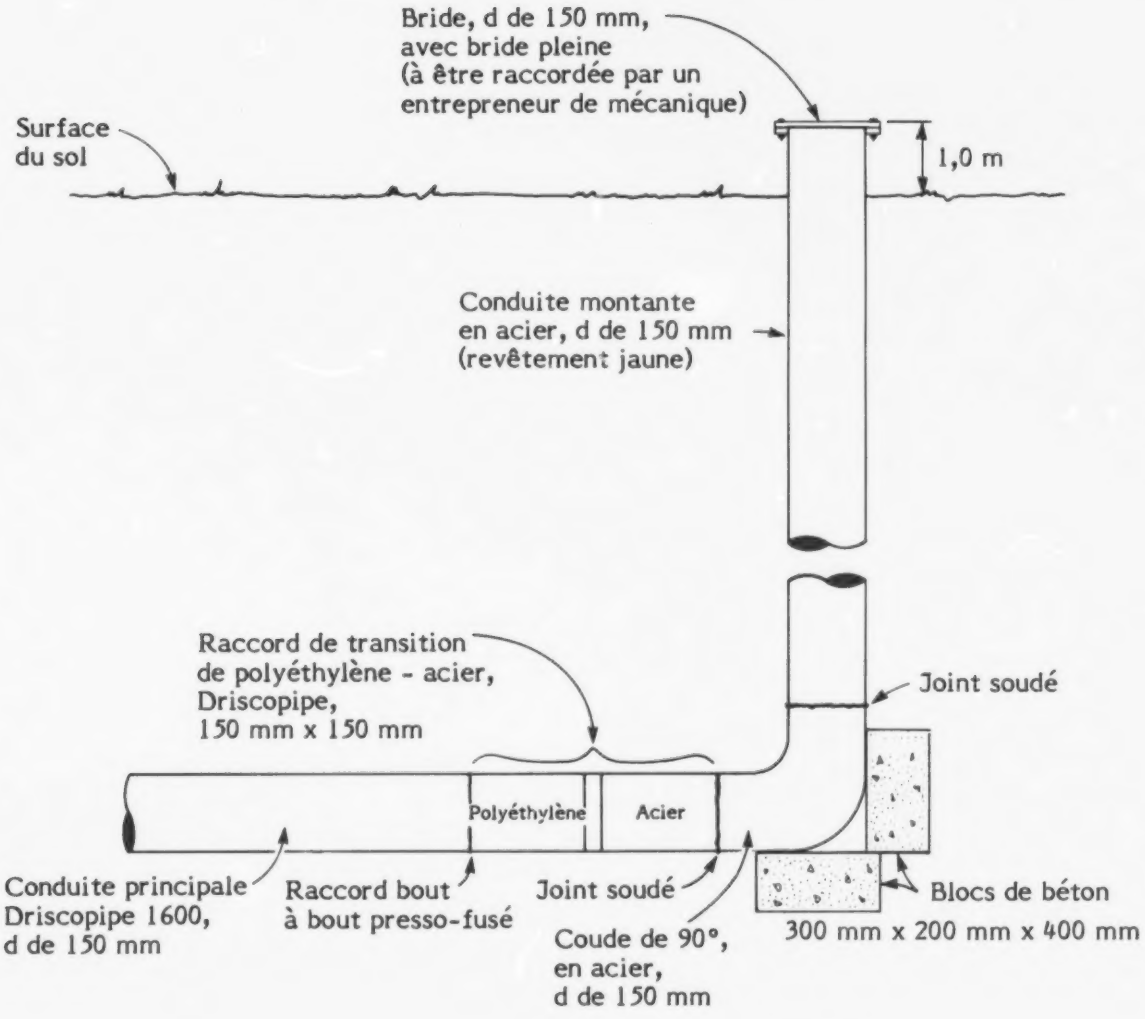
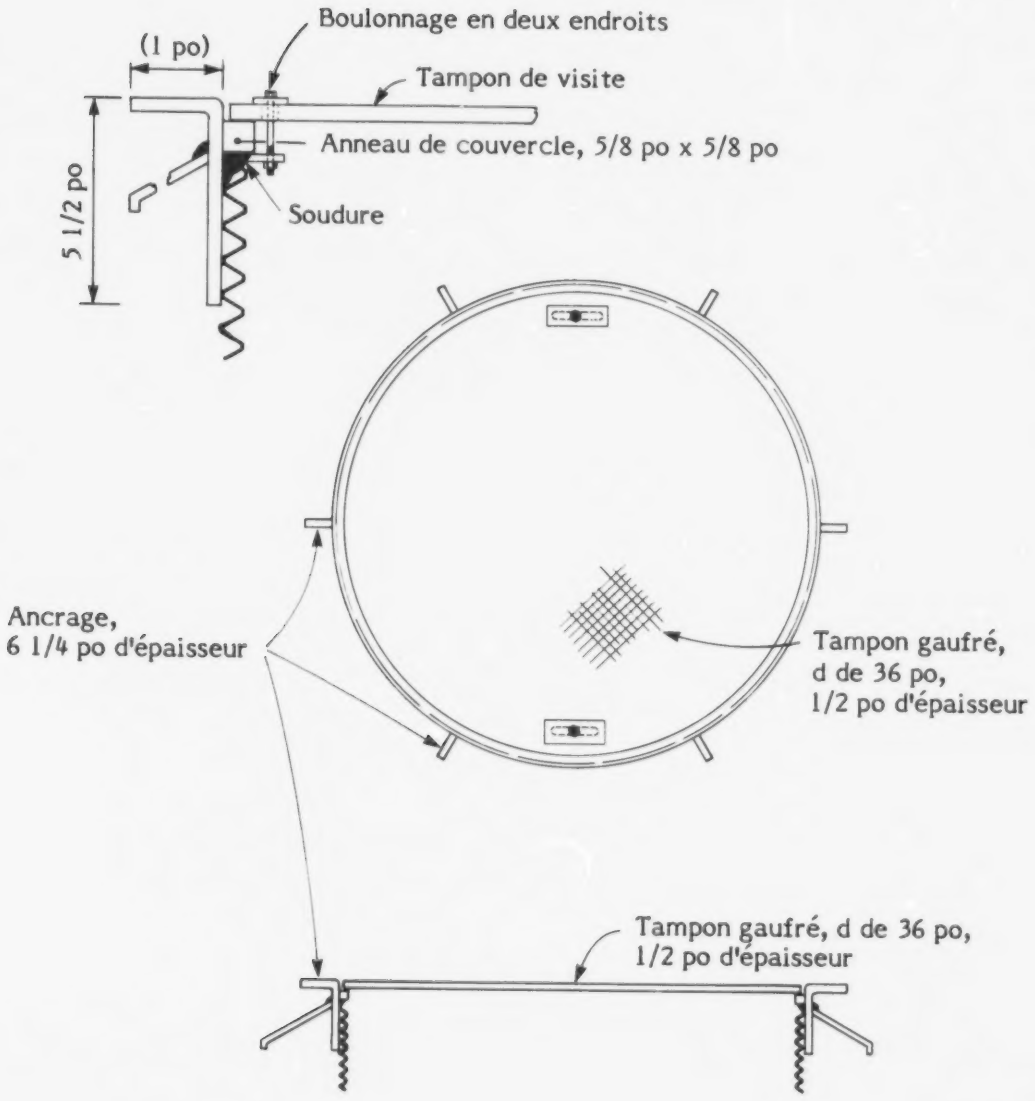


FIGURE 9 CLOCHE ET ROBINET



Remarque. - La section en plastique de la conduite de transition doit être enveloppée dans un linge humide ou protégée d'une façon quelconque contre la chaleur pendant le soudage à la section en acier.

FIGURE 10 LA CONDUITE DE SORTIE EN ACIER (VERS LA CONDUITE DE TRANSPORT)



Remarque. - Fabriqué par
Beaver MFG, (1971) Ltd.
(Hymus Road, Scarborough,
Ontario)

FIGURE 11 DÉTAIL D'UNE TRAPPE DE REGARD

flexibilité relative, qui permet d'absorber tout tassement du terrain à l'emplacement choisi.

Une membrane et un évent ont été installés sous la fondation pour prévenir toute migration ou accumulation éventuelle des gaz à cet endroit. Il s'agit d'une membrane de polyéthylène de 508 µm (20 mil) ayant une perméabilité au gaz d'environ $3{,}1 \times 10^{-3}$ à $4{,}7 \times 10^{-3}$ $cm^3/cm^2 \cdot d$. L'évent est constitué d'un tube crépiné ABS de 10 cm de diamètre, entouré de pierre concassée de 2 cm; la ventilation se fait naturellement à l'atmosphère au moyen du tuyau d'évent et d'un ventilateur rotatif.

Un méthanomètre a été installé dans le bâtiment pour surveiller l'accumulation de gaz et stopper les pompes lorsque la teneur dépasse 25 p. 100 du seuil de déflagration (limite inférieure d'explosibilité).

Installation du système mécanique. Le système de pompage d'essai a été conçu pour capter suffisamment de gaz pour approvisionner en combustible une chaudière de 150 hp pendant la demande de pointe à l'usine Bestpipe. Le débit maximal de captage a été établi à 177 l/s, à raison de 30 p. 100 de gaz combustible (méthane) par volume. Le système a été conçu pour fonctionner sur demande à partir de la chaudière et pour que tout gaz en surplus (non utilisé par la chaudière) soit automatiquement brûlé à l'atmosphère (en torche).

Les principales composantes du système sont données ci-dessous dans l'ordre dans lequel on les trouve sur le passage du gaz à partir du réseau de collecte.

1) **Séparateur centrifuge** - Le séparateur centrifuge sert à séparer l'eau du gaz avant l'entrée dans l'équipement de pompage. Le réservoir, par rotation ou centrifugation, projette l'eau contenue dans le gaz sur ses parois. Il permet également de diminuer la vitesse du gaz, ce qui facilite la condensation. L'eau condensée se draine dans un siphon à pression négative et aboutit dans un égout séparatif (domestique) situé sur le périmètre nord de la décharge.

   Le réservoir est fait de résine de fibre de verre Atlac 382 avec inhibiteur d'ultraviolet pour prévenir toute détérioration de la fibre de verre par une exposition à l'extérieur. Il est conçu pour supporter un vide pouvant aller jusqu'à 67,7 kPa et est conforme à la norme canadienne concernant les récipients sous vide (c.-à-d. ONGC 41-GP-22).

2) **Filtre** - Pour protéger l'équipement de pompage, un filtre à basse pression Dollinger, modèle GP-105-230 a été installé afin d'extraire toute particule contenue dans les gaz. Le filtre est conçu pour retenir les particules dont le diamètre dépasse 10 µm. Un drain évacue au fond du filtre toute eau qui pourrait s'y condenser. Le filtre est muni d'un manomètre différentiel Magnahelic qui mesure la perte de charge ou la baisse de pression dans le filtre. En mesurant la perte de charge dans le filtre, on peut déterminer à quel moment nettoyer ou remplacer le milieu filtrant.

3) **Oxygénomètre** - Un oxygénomètre Beckman modèle 7003 a été installé sur la conduite avant l'entrée de la pompe pour mesurer la teneur en oxygène du courant

gazeux. On peut ainsi déterminer s'il y a une fuite dans le système ou si de l'air de l'extérieur traverse les couches de couverture. Le gaz est produit en condition anaérobie et ne doit pas contenir d'oxygène.

4) **Manostats** - Des manostats différentiels à l'épreuve des explosions ASCO (Tripoint) ont été installés à la sortie et à l'entrée du système de pompage. Ces manostats règlent constamment le vide dans le système et la pression de refoulement. Si le vide est trop grand ou s'il y a surpression, le système se ferme automatiquement grâce à ces dispositifs. Le manostat à vide est réglé couramment à 33,9 kPa, tandis que le manostat à pression est réglé à 103,4 kPa.

5) **Pompe** - Un surpresseur à pistons rotatifs ROOTS modèle 409 RCS-J Wispair sert de pompe de captage des gaz. Un moteur Brown Boveri Canron (BBC), U.S., de 40 hp et antidéflagrant, fait fonctionner ce surpresseur capable d'une différence de pression de 103,4 kPa entre l'entrée et la sortie. Pendant la phase I, le débit de pompage a été de 177 l/s, avec un vide de 20,3 kPa et une pression de refoulement de 48,3 kPa.

   Un clapet de contre-pression de 12,7 cm a été installé à la sortie de la pompe pour prévenir tout dommage possible découlant de l'inversion du mouvement des pistons rotatifs de la pompe pendant l'exploitation intermittente (demande de la chaudière en combustible) du système d'utilisation des gaz.

6) **Silencieux d'entrée et de sortie** - Des silencieux Universal modèle RDY-5 ont été placés à l'entrée et à la sortie de la pompe, afin d'atténuer le bruit.

7) **Refroidisseur complémentaire** - Un refroidisseur complémentaire Pneumatech Turboflow Aftercooler modèle PAC77 a été installé à la sortie de la pompe. Le dispositif refroidit les gaz sortant de la pompe à l'aide de l'air extérieur. Il a été dimensionné de façon à assurer une extraction de 70 p. 100 de l'humidité ou de l'eau contenue dans les gaz. Le dispositif fonctionne grâce à un moteur électrique de 3/4 hp.

   Comme le refroidisseur supplémentaire se trouve à l'extérieur du bâtiment des pompes pour profiter de la température de l'air atmosphérique, aucun dispositif antidéflagration n'a été installé.

   L'eau recueillie dans le refroidisseur est drainée par un siphon automatique jusque dans l'égout séparatif. Les conduites aériennes de drainage du refroidisseur sont isolées à l'aide de fils chauffants pour prévenir tout gel en hiver.

8) **Odoriseur** - Un odoriseur Peerless Manufacturing Company modèle 470 de type dérivation sert à odoriser les gaz avant leur transport à l'usine Bestpipe. Les gaz sont odorisés afin que l'on puisse déterminer rapidement toute fuite de la conduite de transport, à l'extérieur ou dans l'usine Bestpipe.

9) **Torche** - Une torche brûlant le gaz excédentaire a été incorporée au système mécanique. Le système de pompage des gaz a été dimensionné de façon à répondre à la demande maximale en combustible de la chaudière. Comme le rythme d'alimentation en combustible de la chaudière varie selon la demande en vapeur de l'usine, le gaz excédentaire est évacué par la torche dans l'atmosphère.

   La torche et l'équipement connexe, tels que le pare-flamme et le régulateur de pression, sont fabriqués par Varec.

   Une veilleuse séparée, au propane, a été ajoutée à la torche pour allumer tout gaz excédentaire dans la torche. La veilleuse démarre à des intervalles réguliers lorsque le système de pompage est en marche. Cela assure que le gaz est allumé et brûlé.

10) **Robinets** - Divers robinets ont été intégrés au système de pompage. Il s'agit de modèles standards de robinets à tournant, non modifiés, de 10 et 15 cm de diamètre, fabriqués par DeZurik.

1.2.3 Transport et utilisation. Le réseau de transport comprend les éléments suivants: une conduite de transport, des compteurs et les raccords à la chaudière de l'usine Bestpipe. La conduite de transport est faite de tuyaux de polyéthylène de 15 cm de diamètre, joints par presso-fusion, identiques à ceux qui ont déjà été décrits.

Des obturateurs à pression positive ont été installés au point les plus bas de la conduite de transport. Ces dispositifs sont réglés sur la pression du gaz et évacuent l'eau à l'extérieur des récipients de stockage installés sous la conduite de transport (figure 7).

Le poste de comptage de l'usine Bestpipe est doté d'un gazomètre à turbine Rockwell de 15 cm de diamètre. Le compteur sert à relever l'utilisation cumulative du gaz et aucun dispositif de compensation de la pression ou de la température n'a été installé. Un orifice d'échantillonnage a été aménagé dans le compteur. Le gaz est périodiquement échantillonné à cet endroit à l'aide d'un compteur de gaz combustible manuel pour mesurer la teneur en méthane du gaz.

La transformation de la chaudière de l'usine Bestpipe en vue de son alimentation au gaz de résidus a nécessité l'installation d'une deuxième ligne dans la chaudière. Le carter du brûleur a dû être adapté à l'utilisation du gaz de résidus, et les orifices du carter ont été agrandis afin de permettre un plus grand débit de gaz.

Ces modifications ont été conçues par Cleaver-Brooks Inc., le fabricant de la chaudière de 150 hp de l'usine Bestpipe.

1.3 Sûreté de l'installation de captage et d'utilisation des gaz

Plusieurs dispositifs de sûreté ont été incorporés à l'installation de captage et d'utilisation du gaz afin d'assurer son bon fonctionnement en tout temps.

1.3.1 Sûreté du réseau de captage et de collecte. Des robinets ont été installés sur toutes les composantes du réseau de captage et de collecte, y compris les puits et les siphons à pression négative, pour permettre d'ajuster les puits et de les fermer en cas d'ennuis.

Des robinets ont été placés sur les branchements 1 et 2 ainsi que dans le bâtiment des pompes. Ces robinets permettent de fermer complètement les branchements 1 et 2 à l'aide d'un seul robinet ou de couper complètement le réseau de collecte du bâtiment des pompes en fermant le robinet du bâtiment.

1.3.2 Sûreté du système de pompage. Le système comporte plusieurs caractéristiques de sûreté.

1) **Robinets** - Des robinets ont été intégrés au système de pompage pour que chacune de ses composantes ou le système entier puisse être facilement coupé de la conduite de transport ou du réseau de captage. Les robinets qui isolent l'ensemble du système de pompage sont accessibles de l'extérieur (il n'est pas nécessaire d'entrer dans le bâtiment).

2) **Bâtiment des pompes** - Le bâtiment a été classé dans la classe 1, groupe D, division 2 par le ministère de la Main-d'oeuvre de l'Ontario. Toute l'installation électrique doit donc être antidéflagrantes. Les seuls équipements électriques situés à l'intérieur du bâtiment sont les lumières et le moteur électrique de la pompe (qui sont antidéflagrants). Tous les autres équipements électriques ont été montés dans des boîtes à l'épreuve des intempéries sur le mur extérieur du bâtiment.

   Le bâtiment comporte une installation de ventilation d'une capacité de trente changements d'air à l'heure. Le ventilateur fonctionne chaque fois que la pompe se met en marche et il évacue les émanations de méthane à une vitesse telle que la limite d'explosibilité ne risque pas d'être atteinte. (Ces émanations peuvent être attribuables à la migration de gaz non captés ou à une fuite des garnitures de la pompe.)

   Un système d'évacuation du méthane a été installé sous le bâtiment des pompes, de même qu'un méthanomètre à l'intérieur du bâtiment. Lorsque la teneur en méthane dans le bâtiment dépasse 25 p. 100 de la limite inférieure d'explosibilité, le méthanomètre arrête automatiquement la pompe et met en marche le ventilateur. Un avertissement est également donné à une station de surveillance, en fonction vingt-quatre heures par jour, pour signaler une défaillance du système de pompage.

3) **Système mécanique** - L'équipement de sûreté du système mécanique est constitué principalement d'un oxygénomètre et de manostats à haute et à basse pression.

   L'oxygénomètre provoque l'arrêt du pompage lorsque la teneur volumique en oxygène des gaz circulant dans la conduite dépasse environ 6 p. 100. Les manostats ferment le système lorsque la pression de consigne est dépassée.

1.3.3 Sûreté de la torche. Un pare-flamme a été installé sur la conduite de torche pour prévenir tout retour de flamme dans la conduite de transport.

1.3.4 Sûreté du réseau de transport. Un dispositif d'odorisation des gaz a été installé afin d'aider à détecter toute fuite du réseau de transport. Comme les gaz de résidus ont une odeur caractéristique, il n'a pas été nécessaire d'utiliser ce dispositif.

À l'usine Bestpipe, un panneau de commande avec avertisseurs lumineux et sonores signale tout arrêt de pompage dû à quelque difficulté.

Les chaudières de l'usine Bestpipe sont conçues pour brûler soit des gaz de résidus, soit du gaz naturel, mais jamais les deux combustibles en même temps. Le réseau de transport des gaz captés est muni de pare-flamme afin de prévenir toute explosion dans une conduite. Ce réseau est conforme aux exigences des normes de sûreté et comporte notamment un robinet de fermeture et des doubles soupapes d'arrêt automatique à basse et à haute pressions.

2 PHASE I - LES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

On trouvera au tableau 1 un calendrier des travaux de construction de la phase I, depuis les appels d'offre jusqu'à la mise en exploitation.

Dans l'ensemble, aucune technique de construction inhabituelle n'a été utilisée. On trouvera dans les paragraphes qui suivent une brève description des techniques utilisées au cours des principales étapes de la construction.

2.1 L'aménagement des puits de captage

Les puits de captage de la phase I ont été construits à l'aide des matériaux indiqués à la figure 4. Des trous de sonde de 91 cm de diamètre ont été forés dans les ordures à l'aide d'une plate-forme de forage montée sur camion et équipée d'une sonde de 91 cm de diamètre. Comme on peut le voir au tableau 1, l'aménagement des quinze puits a pris environ deux semaines. Tout s'est déroulé sans problème.

2.2 L'installation des réseaux de collecte et de transport

La pose des conduites de collecte et de transport des gaz s'est faite selon les techniques normalisées. Un schéma du lit de pose des conduites est présenté à la figure 5. La plupart, sinon tous les travaux d'excavation ont été effectués à l'aide d'une rétrocaveuse, sur chenilles ou sur pneus de caoutchouc. Les orifices nécessaires aux siphons à pression négative ont été pré-forés à l'aide de la plate-forme de forage, montée sur camion avec tarière de 91 cm, qui avait servi au forage des puits.

La pose des conduites enfouies dans les ordures s'est faite au rythme d'environ 46 à 91 m/d. Cela inclut les raccordements aux puits et l'installation des siphons à pression négative.

Une fois posées, les conduites ont été soumises à un essai d'étanchéité, avec de l'air comprimé à 103,4 kPa et devaient supporter cette pression pendant au moins 12 heures (ou toute une nuit).

Afin de garantir la sûreté du chantier, quelques précautions élémentaires ont été prises pendant les travaux.

1) Une soufflerie de capacité suffisante devait se trouver sur place pour chasser au besoin les émanations de gaz de résidus dans la zone de travail.
2) Un Air Pak de Scott (ou l'équivalent) et une personne en connaissant le mode d'emploi devaient se trouver sur place.
3) Il était interdit de fumer dans les secteurs où se trouvaient des trous à l'air libre.
4) Aucune flamme nue ni aucune autre source d'allumage n'étaient tolérées près de la tranchée.

TABLEAU 1 PHASE I - LES PRINCIPALES ÉTAPES DE LA CONSTRUCTION PAR ORDRE CHRONOLOGIQUE

1.	Aménagement des puits de captage		22 mars 1982
2.	Transformation de la chaudière de l'usine Bestpipe		31 mars 1982
3.	Fin de l'aménagement des puits		1er avril 1982
4.	Début de l'installation de la conduite de transport sur le terrain de l'usine Bestpipe		12 avril 1982
5.	Fin de l'aménagement de la conduite de transport sur le terrain de l'usine Bestpipe		28 avril 1982
6.	Appels d'offre	- Contrat nº 82-17* - Contrat nº 82-18*	15 mai 1982
7.	Étude des soumissions	- Contrat nº 82-17 - Contrat nº 82-18	27 mai 1982
8.	Octroi du contrat	- Contrat nº 82-17	24 juin 1982
9.	Début de la construction	- Contrat nº 82-17	13 juillet 1982
10.	Octroi du contrat	- Contrat nº 82-18	21 juillet 1982
11.	Commande de l'équipement	- Contrat nº 82-18	22 juillet 1982
12.	Début de la construction du bâtiment des pompes		26 juillet 1982
13.	Travaux presque terminés, contrat nº 82-17		20 août 1982
14.	Travaux presque terminés, construction du bâtiment des pompes		27 août 1982
15.	Début de l'installation de l'équipement mécanique		30 août 1982
16.	Contrat nº 82-18 confié à l'entretien		15 septembre 1982
17.	Fin de l'installation de l'équipement mécanique		22 octobre 1982
18.	Début de la mise au point du système mécanique		22 octobre 1982
19.	Fin de la mise au point du système mécanique et du système de captage		26 novembre 1982
20.	Mise en exploitation du système		29 novembre 1982
21.	Exploitation intermittente du système		29 novembre 1982 - 26 juillet 1983
22.	Essai de pompage de trente jours	- 26 août 1984	26 juillet 1983

* Contrat nº 82-17 - Contrat, municipalité régionale de Waterloo
Construction du réseau de conduites
Décharge de Kitchener, Kitchener
- accordé à OPSCO Ltd., Cobalt (Ontario).

* Contrat nº 82-18 - Contrat, municipalité régionale de Waterloo
Construction du bâtiment des pompes
Décharge de Kitchener, Kitchener
- accordé à Groff Plumbing and Heating Ltd., Waterloo (Ontario).

La construction des réseaux de collecte et de transport des gaz s'est bien passée et s'est terminée presque comme prévu. Une seule difficulté majeure est survenue. Des odeurs très fortes se dégageaient des ordures mises à jour et les voisins immédiats se sont plaints. On a donc décidé que les ordures aussitôt exposées seraient recouvertes avec de la terre qui serait disponible sur place. L'entrepreneur s'est chargé de l'opération. Toutefois, il a été nécessaire d'utiliser de la terre de surface enlevée auparavant dans les environs. Le recouvrement des ordures a permis d'atténuer les odeurs, mais celles-ci ont persisté jusqu'à la fin des travaux.

Il faut signaler le fait que l'utilisation de terre de surface pour couvrir les ordures a entraîné un mélange considérable de terre et d'ordures. Certaines ordures pouvaient encore être vues à la surface de la décharge après que fut terminée la pose des conduites de gaz, ce qui a ajouté aux opérations de nettoyage à la fin des travaux de construction. Pendant la phase II, partie A, le problème a été résolu en fixant des distances maximales sur lesquelles l'entrepreneur était autorisé à creuser une tranchée avant la pose d'une conduite. L'entrepreneur n'était pas non plus autorisé à laisser une tranchée incomplète ou non couverte, ni aucun amas d'ordures à la fin d'une journée de travail.

2.3 L'installation du système mécanique

Tout l'équipement a été installé conformément aux spécifications du fabricant; toutefois, certains problèmes sont survenus dans la livraison. En particulier, la torche et l'équipement connexe ont été expédiés de Californie et leur livraison a subi un retard considérable à cause de grèves des camionneurs et des procédures d'approbation douanière. L'installation de l'équipement mécanique de la phase I n'a donc pu être terminée avant la fin d'octobre 1982 (tableau 1).

2.3.1 Mise au point et début des activités. Au début, le système de pompage a été testé avec de l'air extérieur pour déceler tout problème. On a pu ainsi apporter des ajustements (mineurs) aux réglages du régulateur et de la soupape de sûreté du dispositif de brûlage du gaz excédentaire et ajouter une soupape de sûreté supplémentaire à la sortie de la pompe.

Le système a ensuite été essayé au gaz de résidus. On a constaté que les pressions nécessaires pour soutirer le gaz et le transporter jusqu'à l'usine Bestpipe étaient de beaucoup inférieures à ce que l'on avait prévu. Compte tenu de la poulie utilisée, on a calculé qu'un débit de pompage d'environ 283,2 l/s était atteint, alors que le débit nominal n'était que de 177 l/s. La poulie a été changée et le débit de 177 l/s a été obtenu.

Les pressions étant inférieures aux prévisions, la capacité de la pompe permettait d'atteindre un débit d'environ 377,6 l/s, ce qui était suffisant pour la phase I et la phase II.

Au début, la torche était munie d'un dispositif d'allumage électronique et d'un détecteur de flamme allumant les gaz dans la torche lorsqu'il y avait du gaz excédentaire. Ce dispositif n'était pas fiable pour l'allumage de la torche, à cause de la composition variable du gaz de résidus et à cause de la difficulté de l'ajuster. On a plutôt opté pour un dispositif d'allumage distinct au propane.

La chaudière a fait l'objet d'essais au gaz de résidus et tous les dispositifs ont fonctionné de façon satisfaisante après de légers ajustements.

3 PHASE I - L'EXPLOITATION DU GAZ DE RÉSIDUS

3.1 Phase I - Les difficultés d'exploitation

Dans l'ensemble, les éléments mécaniques ont bien fonctionné. Les principales difficultés d'exploitation de la phase I sont venues des réseaux de captage et de collecte des gaz. La présence d'eau dans les gaz captés et leurs faibles teneurs en gaz combustible, c.-à-d. en méthane, ont été des sources d'ennuis.

1) **Gel de l'eau condensée** - Une fois l'installation entièrement en exploitation, il s'est avéré que dans le refroidisseur supplémentaire, par temps très froid, l'eau condensée gelait, provoquant un arrêt. Le ventilateur du refroidisseur a donc été fermé par temps très froid, afin de permettre à une partie de l'eau condensée de s'écouler au-delà du refroidisseur. Par la suite, l'eau a gelé dans les conduites aériennes, et il a fallu isoler ces dernières avec de la mousse d'uréthane pour corriger la situation; depuis, aucun autre gel n'est survenu dans les conduites.

2) **Présence d'eau dans les puits et les conduites de gaz** - Au cours de l'hiver, doux dans la région, tout le terrain occupé par la décharge est devenu très humide. L'accumulation d'eau a eu un double effet sur l'installation. L'eau s'est infiltrée dans la décharge par les excavations récentes et s'est accumulée dans certains puits de captage des gaz. Pendant la période d'exploitation, jusqu'à 7 des 15 puits ont ainsi été mis hors d'usage à cause du bouchon formé par l'eau dans le tube crépiné.

   On croit que l'eau d'infiltration a saturé les puisards des siphons à pression négative, empêchant l'eau condensée accumulée dans les conduites de collecte d'être drainé correctement. La présence d'eau dans les conduites de collecte n'a pas entraîné d'arrêt, mais a fait varier la pression négative dans les conduites entre 13,5 et 20,3 kPa. Le problème est aujourd'hui disparu et les conditions sont normales.

3) **Teneur en gaz combustible** - Les teneurs initiales en gaz combustible (méthane) pendant le démarrage de la phase I variaient entre 35 et 45 p. 100. Elles ont par la suite chuté entre 20 et 30 p. 100. La chaudière ne peut produire suffisamment de tension de vapeur à un débit maximal lorsque la teneur en méthane est inférieure à 30 à 35 p. 100.

   On a attribué la diminution de la teneur en gaz combustible pendant la phase I à l'apparition de conditions aérobies (dans la décharge) par suite de l'infiltration (tirage) d'air à travers la couverture. Cette infiltration s'explique par le surpompage de certains puits demeurés actifs malgré des ennuis d'eau ou une faible teneur en méthane des gaz captés. Là où des excavations avaient été faites, de grandes quantités d'air extérieur avaient pénétré les couches d'ordures, créant des conditions aérobies.

3.2 Phase I - L'évaluation de l'installation

La municipalité régionale de Waterloo, après évaluation de la phase I, a constaté que la teneur en méthane variait beaucoup d'un puits à l'autre. Le réseau de puits a donc été équilibré en fonction de la teneur en méthane plutôt que de la pression. Il s'en est suivi une réduction de la teneur en méthane due à l'infiltration accrue d'air dans le dépôt d'ordures.

Au cours du printemps de 1983, CRA a réalisé une étude pour déterminer la cause du faible débit de captage de méthane pendant la phase I. Cette étude comportait la surveillance de la pression, de la teneur en gaz combustible et de la température à chaque puits en plusieurs occasions. Les résultats de l'étude ont révélé ce qui suit.

1) À certains endroits, la couche de comblement de la décharge laissait l'air s'infiltrer dans les ordures et donc dans les gaz, entraînant la création de conditions aérobies et une diminution de la production de méthane.

2) Le débit de captage des gaz dans la partie sud de la décharge n'était pas aussi élevé que ce que l'on avait prévu.

3) Il faudrait creuser d'autres puits pour abaisser la pression d'aspiration dans le dépôt et réduire le débit des gaz aux puits (pris individuellement).

4) Un essai de pompage dans la partie nord de la décharge a révélé qu'il s'y trouvait un bon gisement de gaz de qualité.

L'étude de CRA a mené aux recommandations suivantes, présentées à la municipalité régionale, pour optimiser l'installation mise sur pied en phase I:

1) conduite d'un essai de pompage à long terme dans la partie nord de la décharge afin de déterminer s'il convient de procéder là aussi au captage des gaz;

2) dans le cas de résultats positifs de l'essai de pompage, quatre puits supplémentaires devraient être forés dans la partie sud et trois dans la partie nord;

3) étanchéisation des puits pour empêcher toute intrusion d'air;

4) pose d'une toile de PVC au-dessus des tranchées près des puits où de l'air s'infiltre;

5) réparation de deux des puits afin qu'ils se drainent correctement.

Ces recommandations ont été appliquées au cours de l'automne de 1983 à l'étape d'optimisation de l'installation de la phase I.

4 PHASE I - L'OPTIMISATION DE L'INSTALLATION

4.1 Les travaux sur le terrain

À la fin de l'automne de 1983, les recommandations sur l'optimisation de la phase I ont été appliquées. Un essai de pompage de 30 jours a été réalisé au puits GW1-83 (12,2 m de profondeur et 5,1 cm de diamètre) dans la partie nord de la décharge. L'emplacement du puits est donné à la figure 12 et une coupe du puits est présentée à la figure 13. L'essai a commencé le 26 juillet 1983 à midi et s'est terminé vers midi le 26 août de la même année. Le débit de pompage fut d'environ 47,2 l/s. (Voir les résultats quotidiens à la figure 14.)

Ces résultats indiquent qu'il y a dans la partie nord des gaz de bonne qualité. Toutefois, à cause de l'ancienneté de la décharge, il est difficile de prévoir pendant combien de temps des gaz pourraient être produits. À la suite des résultats de l'essai, il a été recommandé que le programme d'optimisation proposé soit mis en oeuvre. Les principaux travaux de construction pour l'optimisation de la phase I sont résumés au tableau 2, par ordre chronologique.

TABLEAU 2 PHASE I - OPTIMISATION - CALENDRIER DES PRINCIPAUX TRAVAUX DE CONSTRUCTION

1.	Pose de bouchons de béton au fond des puits de la partie sud	20 septembre 1983 - 1er décembre 1983
2.	Forage de 4 nouveaux puits et raccordement aux branchements existants dans la partie sud	20 septembre 1983 - 1er décembre 1983
3.	Forage de 3 nouveaux puits dans la partie nord et raccordement à la conduite de collecte principale	20 septembre 1983 - 1er décembre 1983
4.	Aménagement d'orifices et de sondes à gaz	20 septembre 1983 - 1er décembre 1983
5.	Réparation des puits nos 11 et 14	20 septembre 1983 - 1er décembre 1983
6.	Mise en exploitation de l'installation optimisée	10 janvier 1984

La figure 15 illustre les réseaux complets de captage et de collecte, phase I, une fois terminé le programme d'optimisation. Ce programme prévoyait des modifications dans la construction des puits afin de prévenir toute infiltration d'air et de rendre les puits plus accessibles pour la surveillance. Un puits type est présenté à la figure 16.

FIGURE 12 EMPLACEMENT DU PUITS GW1-83

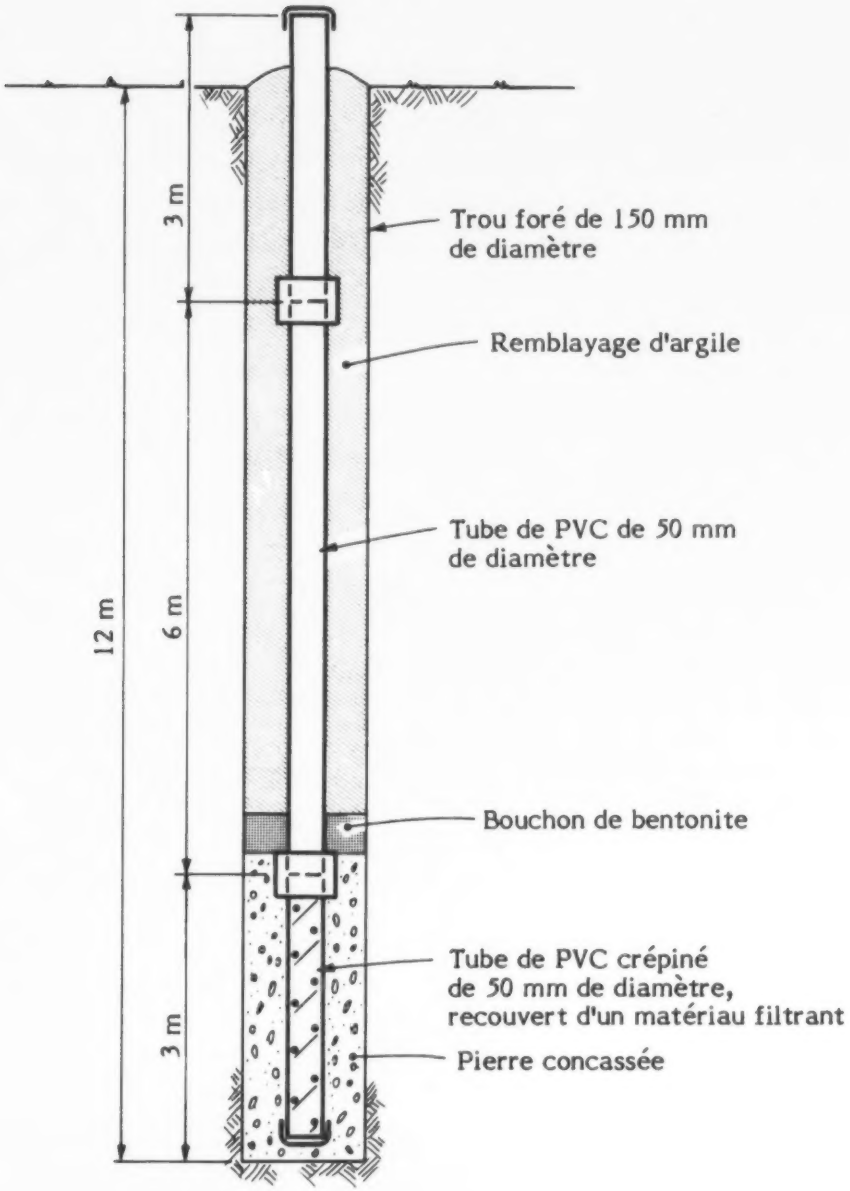


FIGURE 13 COUPE DU PUITS GW1-83

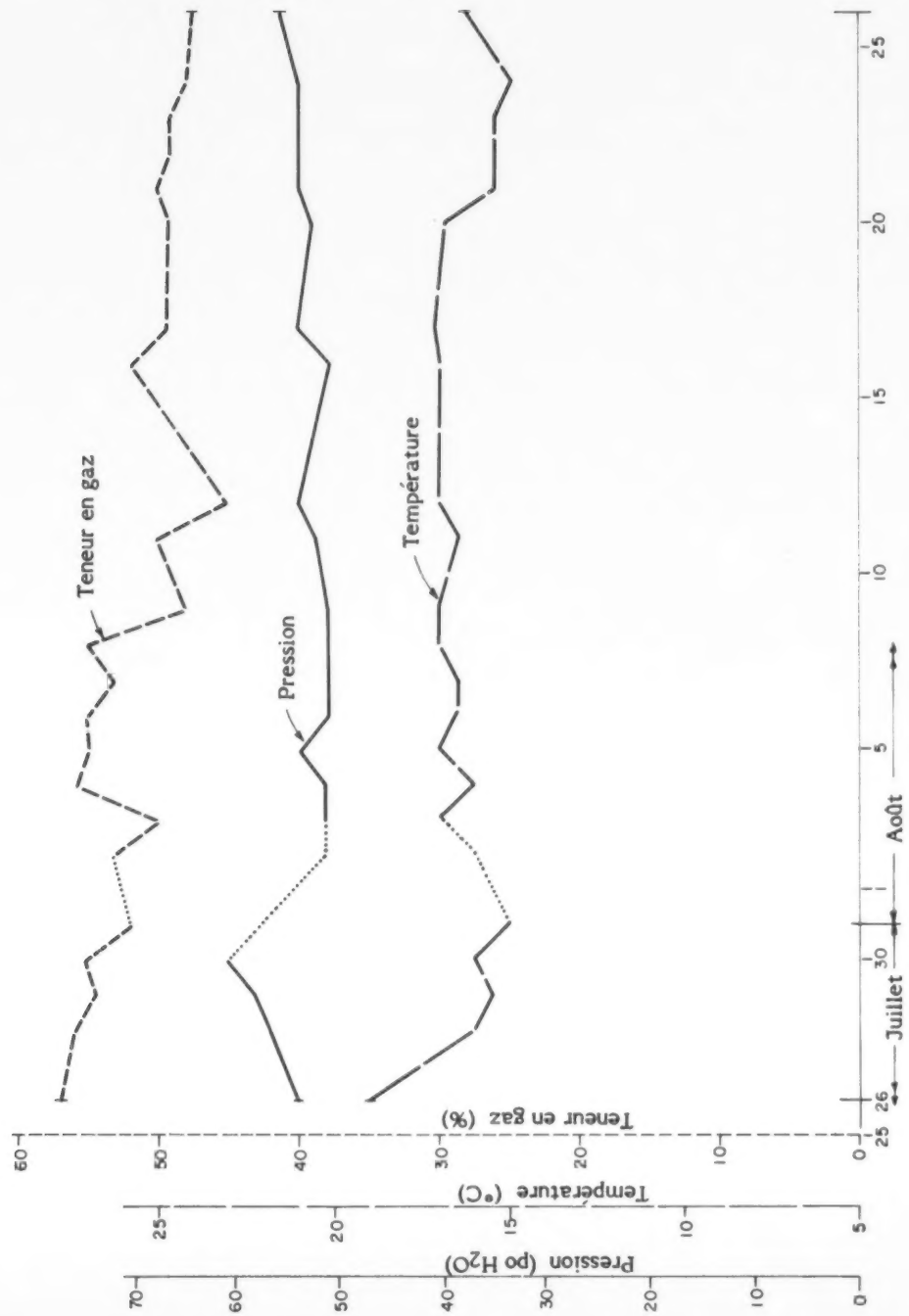


FIGURE 14 PHASE I - OPTIMISATION - RÉSULTATS DES MESURES FAITES AU COURS DE L'ESSAI DE POMPAGE

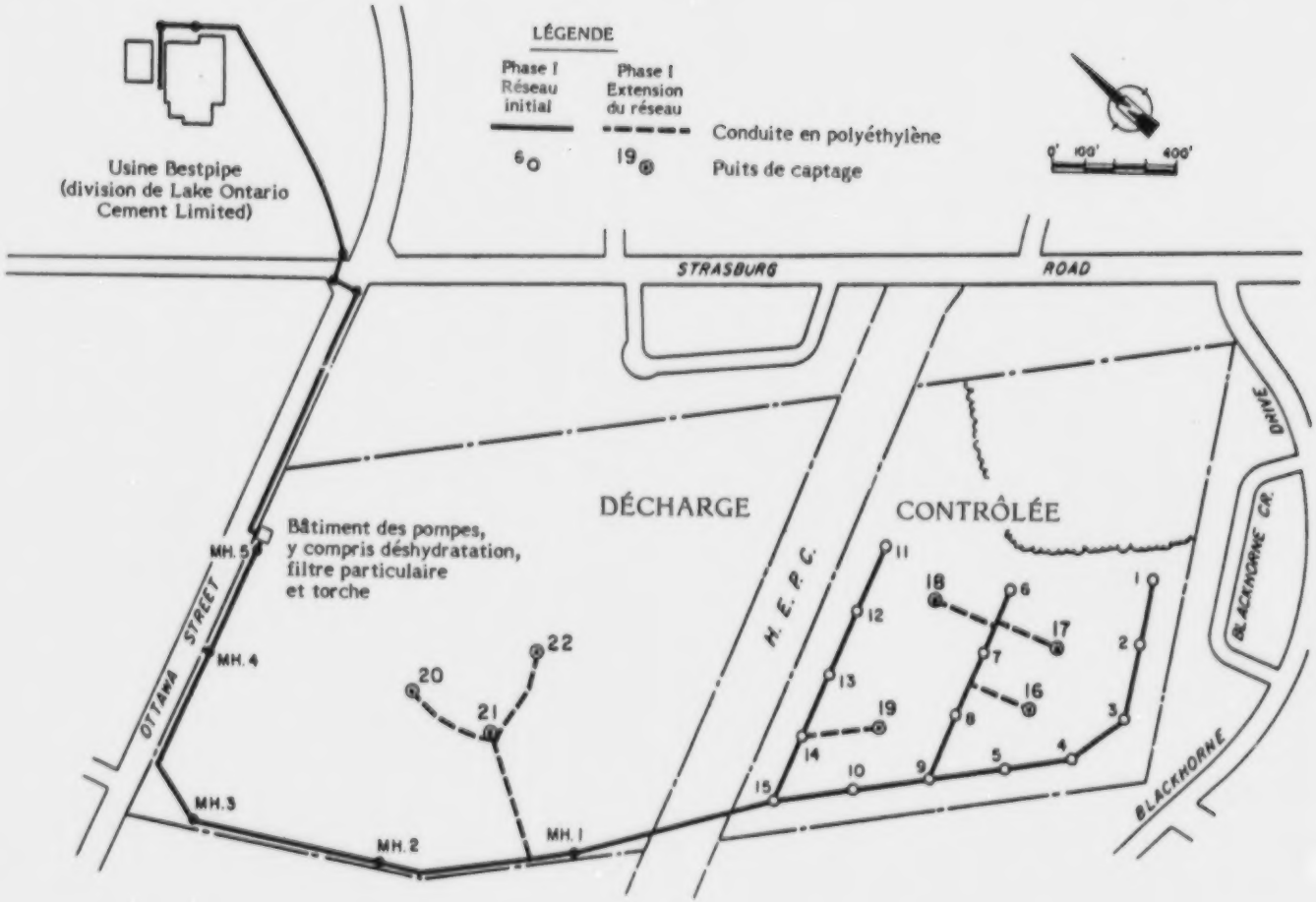


FIGURE 15 PHASE I - EXTENSION DES RÉSEAUX DE CAPTAGE ET DE COLLECTE

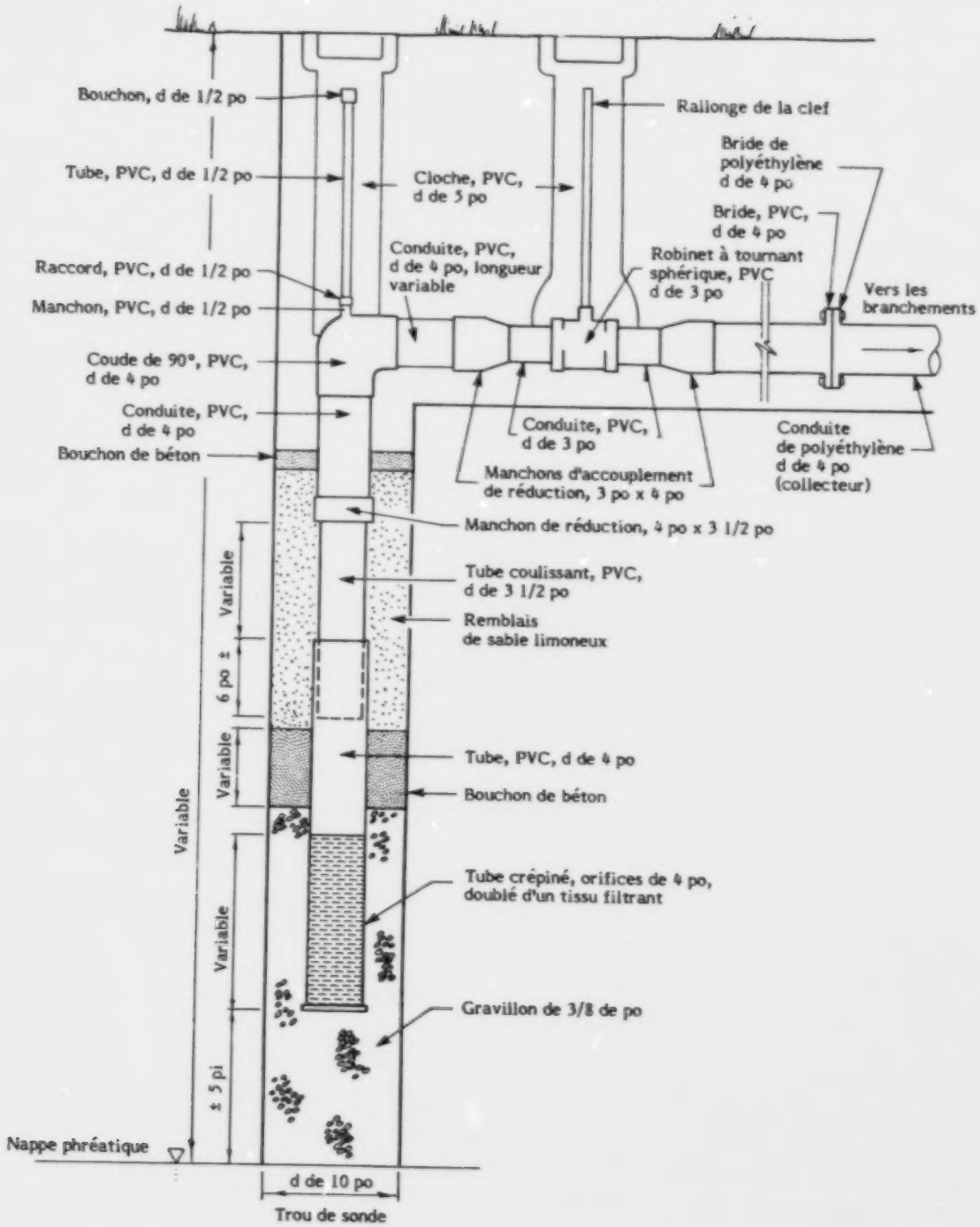


FIGURE 16 PUITS TYPE - PHASE I POST-OPTIMISATION ET PHASE II

Au début de janvier 1984, l'installation optimisée a été mise en exploitation; toutefois, une surveillance sur le terrain était assurée et des améliorations ponctuelles ont été apportées. Pendant la première moitié de 1984, les travaux suivants ont été effectués sur le terrain:

- installation de cinq sondes dans la partie nord de la décharge;
- drainage de trois siphons le long du réseau de collecte;
- mesure quotidienne de la teneur en gaz combustible (méthane) dans le bâtiment des pompes et dans les orifices nord et sud;
- mesure hebdomadaire de la pression et de la teneur en méthane dans les puits des parties nord et sud;
- recouvrement de portions de la partie sud avec une toile de PVC et une couche arable ensemencée;
- réparation du siphon du refroidisseur supplémentaire et du siphon à pression positive n° 1 par la municipalité régionale de Waterloo.

4.2 L'exploitation

La pleine exploitation de l'installation a commencé le 10 janvier 1984 et s'est poursuivie de façon continue jusqu'au 2 février de la même année, moment où les activités ont cessé à cause d'un ennui mécanique à une pompe (par suite d'une accumulation d'oxyde de fer dans les pistons rotatifs).

Pendant cette période de 23 jours, les gaz ont été extraits à raison de 118 l/s et la teneur en méthane s'est maintenue entre 40 et 50 p. 100.

Le 30 mars 1984, l'exploitation a repris et la chaudière de l'usine Bestpipe a commencé à brûler le gaz de résidus. L'installation a fonctionné sans problème à partir du mois de mars et pendant l'été 1984. En général, la chaudière fonctionnait au gaz de résidus de dix à douze heures par jour pour produire de la vapeur destinée au traitement du four.

Le réseau de puits de la partie nord fournissait de 66 à 83 l/s sur un total de 118 l/s et affichait une teneur en méthane variant entre 40 et 50 p. 100. La teneur moyenne en méthane à la sortie sud était de 37 p. 100; toutefois, des fluctuations variant entre 14 et 48 p. 100 ont été observées.

Bien que modérées, les fluctuations observées dans les puits de la partie sud se sont reflétées dans les lectures au bâtiment des pompes. Les teneurs très faibles en méthane relevées dans le réseau sud ont été attribuées à l'enlèvement des bouchons de puits par des vandales.

Les teneurs en oxygène au printemps de 1984 variaient entre 0,6 et 4,8 p. 100. Les teneurs supérieures à 2,4 p. 100 étaient encore une fois attribuables au fait que les

bouchons des puits avaient été arrachés par des vandales. Lorsque tous les puits et les sondes étaient bien bouchés, les teneurs en oxygène se situaient entre 1,8 et 2,4 p. 100.

5 PHASE II

Après que l'installation eut fonctionné sans problème de façon continue pendant tout l'été de 1984, il fut proposé que la phase II du projet, (comme le prévoyait la proposition originale du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et de l'énergie) soit divisée en deux parties: la phase II, partie A, la phase II, partie B. Ce réaménagement a été proposé à la lumière de l'expérience acquise pendant la phase I et la période d'optimisation de la phase I. La ventilation des coûts de la phase II est donnée au tableau 3.

La phase II, partie A, comprend le forage de puits additionnels dans la partie nord de la décharge et l'essai de ces puits afin de s'assurer qu'il y a suffisamment de gaz et que ceux-ci sont d'assez bonne qualité pour alimenter une seconde chaudière à l'usine Bestpipe.

Suivant le degré de succès obtenu en phase II, partie A, la partie B devait comprendre l'installation d'équipement de pompage et de déshydratation supplémentaire ainsi que la transformation d'une autre chaudière en vue d'une alimentation en gaz de résidus.

Pour modifier le contrat original prévu dans le Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources de l'énergie de façon à y inclure les deux parties de la phase II, une proposition officielle a été rédigée et envoyée à Environnement Canada. Cette proposition comprend les éléments indiqués ci-dessous.

1) Une description sommaire des changements proposés à la phase II intitulée "Proposition pour le financement de la phase II, parties A et B, installation de captage et d'utilisation du gaz de résidus, projet d'utilisation du gaz de la décharge de Kitchener, dans le cadre du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources de l'énergie", rédigée par CRA au nom de la municipalité régionale pour Environnement Canada.

   Ce document, daté du 13 septembre 1984, décrit l'approche en deux temps de la phase II et fournit la documentation de base sur l'ensemble du projet.

2) Une documentation provenant à la fois de la municipalité régionale et de la compagnie Bestpipe, y compris un énoncé établissant que celles-ci s'engagent à poursuivre le projet si la phase II, partie A, est un succès (conforme à ce qui était ébauché dans la proposition du 13 septembre 1984 dans le cadre du programme de création et de démonstration).

   Cette documentation d'appui de la municipalité régionale et de la compagnie Bestpipe est incluse dans la proposition du 13 septembre sous forme de résolution du conseil de la municipalité régionale, datée du 13 juillet 1984.

TABLEAU 3 PHASE II - VENTILATION DES COÛTS

PARTIE A - EXTENSION DU RÉSEAU DE PUITS

1. Aménagement des puits	
1.1 Matériaux	
9 puits - 700 $ en matériau PVC chacun	6 300,00 $
9 puits - 100 $ de pierre et de béton chacun	900,00
1.2 Forage, installation et supervision	
72 heures de forage à 125 $/h	9 000,00 $
72 heures de supervision à 40 $/h	2 880,00
9 jours de location d'une sonde à 150 $/d	1 350,00
TOTAL	20 430,00 $
2. Aménagement des conduites	
2.1 Matériaux	
2 400 pi de conduite poly SR80, 4 po, à 2,75 $/pi	6 600,00 $
12- brides poly, 4 po, à 55 $/chacune	675,00
10- "T" poly, 4 po, à 38,50/chacun,	385,00
taxe de 12 %	917,00
2.2 Creusage des tranchées, installation et supervision	
92 heures de creusage, à 57,50 $/h	5 290,00 $
184 heures de travail, à 23 $/h	4 232,00
92 heures de supervision, à 40 $/h	3 680,00
18 heures d'excavation, à 52 $/h	936,00
10 heures de camionnage, à 40 $/h	400,00
Fusion, 4 jours, à 575 $/d	2 300,00
Couche de terre arable, 300 verges^3 à 8 $/d	2 400,00
Ensemencement - neuf sacs, à 70 $ chacun	630,00
Remplacement du diaphragme	1 000,00
TOTAL	29 430,00 $
3. Ingénierie	
Conception technique, approbations, administration, représentation, essais et évaluation de performance	10 000,00 $
Total Phase II, partie A - Évaluation des coûts	
1. Aménagement des puits	20 430,00 $
2. Aménagement des conduites et creusage des tranchées	29 430,00
3. Ingénierie	10 000,00
COÛT TOTAL, PARTIE A	59 860,00 $

PARTIE B - ADDITIONS AU SYSTÈME DE POMPAGE

4. Équipement et installations	
- deux refroidisseurs supplémentaires à 300 pi^3/mm/unité à 15 psi - 1 soufflerie 300 pi^3/mm à 15 psi différentiel - équipement mécanique et électrique connexe	81 556,00 $
5. Conception technique, supervision, commande et rapport	15 000,00 $
6. Rapport d'ingénierie, financement, programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et de l'énergie	9 000,00
Coût total budgété, partie B	105 556,00
COÛT TOTAL ESTIMATIF DE LA PHASE II	165 556,00 $

Le coût total de la phase II (A et B) est évalué à 165 556 $. Le coût estimatif de la phase II (partie A) est de 60 000 $ et celui de la partie B, de 105 556 $.

5.1 Phase II - Les travaux de construction

Entre le 9 octobre 1984 et le 8 novembre de la même année, le volet construction de la phase II, partie A, de l'installation de captage et d'utilisation du gaz de la décharge de Kitchener a été mené à terme conformément à la proposition du 13 septembre 1984. Les étapes sont résumées au tableau 4. Parmi les travaux effectués, mentionnons les suivants:

- la conception technique et l'installation de neuf nouveaux puits dans la partie nord de la décharge;
- le raccordement et la supervision des neuf nouveaux puits ainsi que du puits d'essai foré auparavant (au total dix puits) au système de pompage (en place);
- la modification du système de pompage afin d'obtenir un débit de pompage de 248 l/s;
- la surveillance et l'équilibrage des puits en fonction du débit de pompage accru;
- l'aménagement final et le raccordement au réseau des deux puits de contrôle des gaz de la municipalité régionale et d'un puits d'essai antérieur dans le coin ouest de la décharge (ces travaux ont été effectués par CRA en vertu d'une entente distincte avec la municipalité régionale).

On trouve à la figure 16 le schéma détaillé d'un puits type et au tableau 5 les principales données relatives à chacun des nouveaux puits.

Pour prévenir le dégagement d'odeurs nauséabondes et l'éparpillement d'ordures qui s'étaient produits à la phase I, la longueur sur laquelle l'entrepreneur a été autorisé à excaver avant de poser une conduite a été réduite là où il fallait creuser dans les ordures. En outre, l'entrepreneur n'était pas autorisé à laisser une tranchée incomplète ou non couverte, ni aucun amas d'ordures à la fin d'une journée de travail.

5.1.1 Phase II - partie A - Les résultats des essais. Tel que décrit dans la proposition du 13 septembre 1984 présentée dans le cadre du programme de création et de démonstration, tout le réseau de puits devait être soumis à un essai de pompage à un débit de 248 l/s pendant au moins trois mois. Ce débit était suffisant pour alimenter deux chaudières (fonctionnant à plein régime) si le gaz de résidus avait une teneur volumique de 40 p. 100 en méthane. Pendant l'essai, la chaudière qui fonctionnait au gaz de résidus n'a été utilisée que pour le séchage du four et n'avait pas à répondre aux besoins quotidiens de chauffage. Durant la phase II, partie B, le système de pompage devait être modifié afin de pouvoir assurer le chauffage de toute l'usine Bestpipe.

L'essai de la phase II, partie A, s'est déroulé entre le 8 novembre 1984 et le 22 février 1985. Pendant l'essai, les teneurs en méthane des gaz de résidus ont été mesurées au bâtiment des pompes par la municipalité régionale ainsi que par CRA.

TABLEAU 4 PHASE II - PARTIE A - CALENDRIER DES PRINCIPAUX TRAVAUX DE CONSTRUCTION

1.	Aménagement de 9 nouveaux puits dans la partie nord	9 octobre 1984 - 8 novembre 1984
2.	Raccordement au réseau de ces 9 puits et d'un autre installé antérieurement	9 octobre 1984 - 8 novembre 1984
3.	Modification au système de pompage procurant un débit de pompage d'environ 248 l/s	9 octobre 1984 - 8 novembre 1984
4.	Aménagement final et raccordement des puits de contrôle de la MRW et d'un puits d'essai de pompage antérieur	8 octobre 1984 - 8 novembre 1984
5.	Essai de la phase II, partie A	8 novembre 1984 - 22 février 1985
6.	Problèmes électriques - fermeture de l'installation	12 et 13 novembre 1984
7.	Collecte des gaz et utilisation de la chaudière de façon intermittente	5 novembre 1984 - 17 janvier 1985
8.	Exploitation quotidienne de l'installation	21 janvier 1985 - 22 février 1985
9.	Essai terminé	22 février 1985

TABLEAU 5 PARTICULARITÉS DE CONSTRUCTION DES NOUVEAUX PUITS

Numéro du puits	Profondeur (m)	Longueur du tube crépiné (m)	Hauteur du bouchon (m)	Longueur du mécanisme de glissière (m)
23	13,72	6,1	2,44	1,22
25	10,36	3,05	1,68	1,22
26	8,23	3,05	1,52	1,52
27	19,35	6,1	3,66	1,37
28	18,59	6,1	2,74	1,22
29	16,76	6,1	1,98	1,37
30	19,20	6,1	4,6	1,22
31	16,76	4,6	7,32*	1,22
32	14,48	6,1	1,52	1,22

* Obturation d'un aquifère perché.

TABLEAU 6 RÉSULTATS DES MESURES DE LA TENEUR EN MÉTHANE AU COURS DE LA PÉRIODE D'ESSAI

Date	Teneur au bâtiment des pompes (% de CH_4)	Remarque(s)
5 nov. 84	45	- démarrage de l'essai, premières lectures
8 nov. 84	50	- puits ajustés
16 nov. 84	40	
19 nov. 84	47	
26 nov. 84	56	- puits ajustés
27 nov. 84	40	
30 nov. 84	39	
2 déc. 84	47	- puits ajustés
6 déc. 84	37	
10 déc. 84	39	
13 déc. 84	36	
17 déc. 84	43	
20 déc. 84	36	
21 déc. 84	41	
24 déc. 84	48	
27 déc. 84	48	
31 déc. 84	51	
2 janv. 85	49	
4 janv. 85	49	
7 janv. 85	45	
10 janv. 85	37	
11 janv. 85	50	- puits ajustés
14 janv. 85	49	
17 janv. 85	44	
21 janv. 85	53	
21 janv. 85	52	
22 janv. 85	44	
22 janv. 85	45	
23 janv. 85	48	
23 janv. 85	41	
24 janv. 85	44	
24 janv. 85	39	
25 janv. 85	38	
25 janv. 85	37	
28 janv. 85	34	
29 janv. 85	37	
31 janv. 85	40	- puits ajustés
1er fév. 85	35	
4 fév. 85	36	- puits ajustés
5 fév. 85	41	
6 fév. 85	35	
6 fév. 85	35	
7 fév. 85	33	
7 fév. 85	34	- puits ajustés
8 fév. 85	33	
11 fév. 85	39	
11 fév. 85	35	
13 fév. 85	41	
14 fév. 85	33	
15 fév. 85	32	
19 fév. 85	36	
20 fév. 85	30	
21 fév. 85	32	- puits ajustés
22 fév. 85	34	- puits ajustés
	FIN DE L'ESSAI	
28 fév. 85	44	- débit de pompage abaissé pour alimenter une seule chaudière

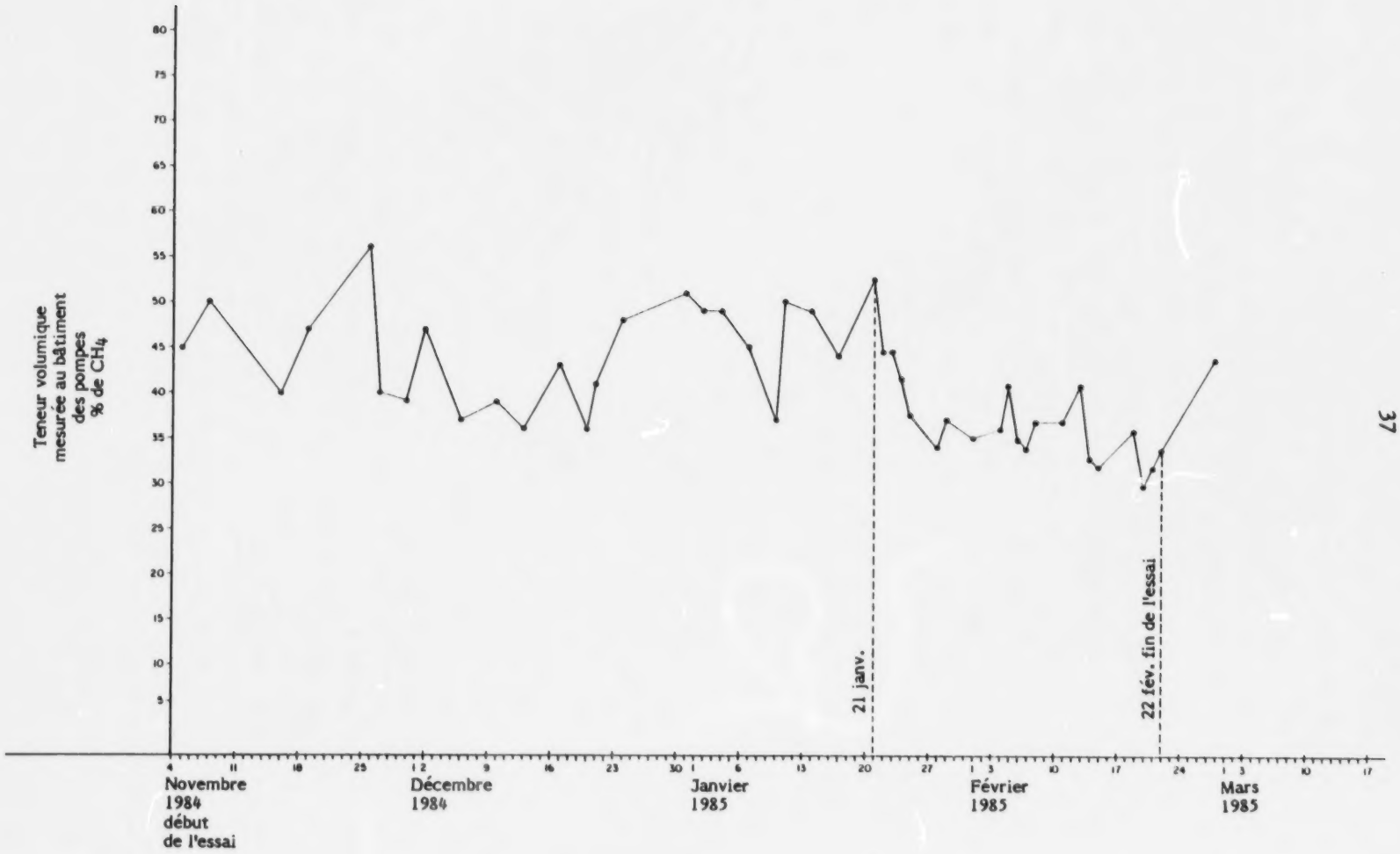


FIGURE 17 PHASE II - ÉVOLUTION DE LA TENEUR EN MÉTHANE AU COURS DE LA PÉRIODE D'ESSAI

Pendant toute la durée de l'essai, des ajustements ont été apportés au réseau de puits afin de maintenir une teneur volumique en méthane (gaz combustible) de 40 p. 100. Le tableau 6 donne tous les résultats des mesures ainsi que les dates de tous les ajustements effectués pendant la période d'essai. Les teneurs mesurées des gaz de résidus en méthane sont présentées sur diagramme en fonction du temps pour la période d'essai (figure 17).

À cause d'ennuis électriques au bâtiment des pompes, l'installation a été fermée les 12 et 13 novembre 1984. Cette interruption n'était pas reliée à l'utilisation des gaz.

Comme on peut le voir au tableau 6 et à la figure 17, la teneur en méthane a varié considérablement pendant la période d'essai. Entre le 5 novembre 1984 et le 17 janvier 1985, elle a varié de 56 à 37 p. 100. Pendant plusieurs jours, la chaudière n'a pu fonctionner au gaz de résidus à cause de la trop faible teneur en méthane. Ces jours-là, la collecte des gaz de résidus a été interrompue.

Pour obtenir des mesures valides au cours du reste de la période d'essai, la municipalité régionale a exploité l'installation sur une base quotidienne du 21 janvier au 22 février 1985, indépendamment de toute consommation par l'usine Bestpipe. Pendant cette période, la teneur en méthane a continué à fluctuer. Elle a varié d'un sommet de 53 p. 100 à un plancher de 30 p. 100, accusant une chute régulière avec le temps (figure 17). La période d'essai s'est terminée le 22 janvier 1985, au moment où il est devenu évident qu'une teneur de 40 p. 100 en méthane ne pouvait être maintenue au débit de pompage maximal sans qu'il faille apporter des ajustements constants au réseau de captage.

CRA, se fondant sur les constatations suivantes, a donc recommandé l'abandon de la phase II, partie B.

1) Une teneur volumique de 40 p. 100 en gaz combustible, c.-à-d. en méthane, ne peut être maintenue sans ajustements constants au réseau de captage.

2) Il faudrait maintenir un débit de captage des gaz presque égal ou supérieur au débit actuel pour alimenter les deux chaudières.

3) Malgré le fait que la seconde chaudière n'était pas branchée, la municipalité régionale était satisfaite de l'installation puisque celle-ci aide à lutter contre la migration des gaz, en plus de générer des revenus grâce à la vente des gaz captés.

6 LE FONCTIONNEMENT ACTUEL DE L'INSTALLATION

Depuis le 22 février 1985, l'installation de captage et de collecte du gaz fonctionne bien et alimente une chaudière de l'usine Bestpipe. Le débit de pompage est de 118 l/s. La teneur en méthane, depuis la fin de l'essai de la phase II, partie A, jusqu'à l'heure actuelle, a été mesurée par la municipalité régionale. Le tableau 7 donne les résultats mensuels des (mesures) remis à CRA jusqu'au 30 septembre 1985 par la municipalité régionale.

La teneur en méthane depuis la fin de l'essai de la phase II, partie A, a varié entre 34 et 53 p. 100, mais elle s'est maintenue à une moyenne mensuelle de plus de 40 p. 100.

La teneur en oxygène est demeurée faible, atteignant en moyenne moins de 1 p. 100, ce qui indique que très peu d'air atmosphérique pénètre dans l'installation.

Comme l'indique le tableau 7, la teneur en méthane depuis le 22 février 1985 s'est stabilisée dans l'ensemble et n'affiche plus la tendance à la baisse observée pendant l'essai de la phase II, partie A. La municipalité régionale et la compagnie Bestpipe sont satisfaites de la fiabilité et de l'exploitation de l'installation.

6.1 Les difficultés d'exploitation

La plupart des difficultés d'exploitation rencontrées pendant la phase I sont réglées et l'installation fonctionne bien. Le réseau de collecte des gaz, tel que conçu, fait appel à un refroidisseur supplémentaire refroidi à l'air. Cet appareil ne s'est révélé efficace qu'à des températures au-dessus du point de congélation. En hiver, pour éviter qu'il y ait gel d'eau dans l'appareil, celui-ci est débranché pendant l'exploitation. À cause de la nature corrosive du condensat qui se trouve dans les gaz captés, la tubulure du refroidisseur supplémentaire a fini par se dégrader et par fuir. Le refroidisseur supplémentaire actuel n'est donc pas utilisable.

Il a été débranché et l'installation fonctionne sans extraction d'eau en aval du surpresseur. La fréquence de drainage des siphons à pression positive a été réduite à une fois par mois. Le réseau fonctionne néanmoins de façon satisfaisante puisqu'on n'a relevé aucune augmentation notable de la quantité d'eau drainée des siphons.

La municipalité régionale n'a pris aucune décision quant au remplacement du refroidisseur supplémentaire.

TABLEAU 7 DONNÉES DE SURVEILLANCE DE L'INSTALLATION

Date M/J/A	Méthane (%)	Pression de refoulement (kPa)	Oxygène (%)	Lecture au compteur BP (m^3)	Fonctionnement
05/03/85	56,0	41,4	0,3		
05/06/85	58,0	41,4	0,5		
05/09/85	50,0	41,4	1,0		
05/15/85	42,0	41,4	0,6		
05/17/85	46,0	42,1	0,3		
05/21/85	46,0	42,1	1,2		
05/23/85	42,0	43,4	1,0		
05/23/85	42,0	40,0	1,0		
05/27/85	40,0	36,5	1,0		
05/30/85	41,0	36,5	1,0		
06/05/85	40,0	37,9	1,0		Satisfaisant
06/11/85	53,0	38,6	0,8	745 963	Satisfaisant
06/11/85	53,0	38,6	0,8	745 963	Satisfaisant
06/12/85	50,0	37,2	1,1	745 963	Satisfaisant
06/12/85	50,0	37,2	1,1	745 963	Satisfaisant
06/14/85	42,0	37,9	1,2	748 589	Satisfaisant
06/14/85	42,0	37,9	1,2	748 589	Satisfaisant
06/17/85	44,0	38,6	0,9	753 069	Satisfaisant
06/17/85	44,0	38,6	0,9	753 069	Satisfaisant
06/18/85	47,0	38,6	0,8	765 271	Satisfaisant
06/18/85	47,0	38,6	0,8	755 271	Satisfaisant
06/19/85	47,0	38,6	1,2	757 778	Satisfaisant, alarme de panne de courant
06/19/85	47,0	38,6	1,2	757 778	Alarme de panne de courant
06/20/85	47,0	38,6	0,8	760 154	Satisfaisant
06/20/85	47,0	38,6	0,8	760 154	Satisfaisant
06/21/85	37,0	38,6	1,0	762 576	Satisfaisant
06/22/85	37,0	38,6	1,0	762 576	Satisfaisant

TABLEAU 7 (suite)

Date M/J/A	Méthane (%)	Pression de refoulement (kPa)	Oxygène (%)	Lecture au compteur BP (m^3)	Fonctionnement
06/24/85	38,0	38,6	0,9	764 714	Satisfaisant
06/24/85	38,0	38,6	0,9	764 714	Satisfaisant
06/25/85	40,0	38,6	1,0	767 194	Satisfaisant, suintement d'huile à la pompe
06/25/85	40,0	38,6	1,0	767 194	Suintement d'huile possible
06/26/85	35,0	38,6	1,0	796 690	Satisfaisant, suintement d'huile disparu
06/26/85	35,0	38,6	1,0	769 690	Suintement d'huile disparu
06/28/85	38,0	40,7	1,2	774 602	Aucun suintement d'huile apparent
07/02/85	47,0	40,0	0,8	777 190	Satisfaisant
07/04/85	37,0	40,6	1,0	781 232	Satisfaisant
07/05/85	40,0	40,0	1,0	783 266	Satisfaisant
07/10/85	44,0	40,0	1,0	789 470	Satisfaisant
07/11/85	37,0	38,6	1,3	791 477	Satisfaisant
07/12/85	40,0	39,3	1,3	793 782	Satisfaisant
07/15/85	49,0	38,6	0,8	795 833	Satisfaisant
07/16/85	38,0	37,9	0,9	797 817	Satisfaisant
07/17/85	37,0	38,6	0,8	800 140	Satisfaisant
07/18/85	42,0	39,3	1,1	802 225	Satisfaisant
07/19/85	40,0	39,3	1,2	804 623	Satisfaisant
07/22/85	32,0	38,6	0,9	807 298	Satisfaisant
07/23/85	38,0	38,6	0,8	809 601	Satisfaisant
07/24/85	35,0	38,6	1,3	812 011	Satisfaisant
07/29/85	34,0	40,0	0,5	818 598	Satisfaisant
07/30/85	38,0	38,6	0,4	820 822	Satisfaisant
07/31/85	34,0	40,0	0,3	822 991	Satisfaisant

TABLEAU 7 (suite)

Date M/J/A	Méthane (%)	Pression de refoulement (kPa)	Oxygène (%)	Lecture au compteur BP (m^3)	Fonctionnement
08/01/85	43,0	40,0	0,8	825 127	Satisfaisant
08/02/85	43,0	40,0	0,8	825 127	Satisfaisant
08/06/85	47,0	40,0	0,7	829 965	Satisfaisant
08/07/85	40,0	37,9	0,4	831 928	Satisfaisant
08/08/85	41,0	38,6	0,5	834 161	Satisfaisant
08/08/85	38,0	38,6	0,5	836 414	Satisfaisant
08/12/85	46,0	38,6	0,4	838 776	Satisfaisant
08/13/85	38,0	38,6	0,3	840 579	Satisfaisant
08/14/85	39,0	38,6	0,2	842 618	Satisfaisant
08/16/85	37,0	38,6	0,5	846 988	Satisfaisant, chasse des conduites d'eau
08/19/85	43,0	37,9	0,2	849 347	Satisfaisant
08/20/85	42,0	38,6	0,3	851 424	Satisfaisant
08/22/85	37,0	39,3	0,3	855 482	Satisfaisant
08/28/85	39,0	39,3	0,9	863 775	Satisfaisant
08/30/85	44,0	37,9	0,5	867 554	Satisfaisant

7 LA DIMENSION ÉCONOMIQUE

7.1 Les coûts en capital et les frais d'exploitation

7.1.1 Les coûts en capital. Les tableaux 8 à 10 ventilent les coûts en capital de l'installation (au complet) de captage et d'utilisation des gaz de la décharge. Le tableau 8 donne les coûts de la phase I originale et de l'optimisation de la phase I; le tableau 9, ceux de la phase II, partie A, et le tableau 10 résume les coûts en capital de l'ensemble de l'installation. Le cas échéant, les tableaux indiquent les coûts unitaires approximatifs par article pour les besoins de la prévision budgétaire. Le tableau 10 indique quel pourcentage des coûts totaux représente le coût de chacun des principaux travaux.

TABLEAU 8 TOTAL DES COÛTS* - PHASE I OPTIMISÉE

Poste		Coût	Coût unitaire approximatif
1.	Réseau de puits - 23 puits (22 nouveaux + 1 puits d'essai)	55 00,00 $	2 500,00 $/puits
2.	Réseau de conduites (11 000 pi de conduites)	215 500,00	20,00 $/pi
3.	Bâtiment des pompes/ équipement mécanique	121 000,00	
4.	Transformation de la chaudière/ équipement de comptage	30 500,00	
5.	Conception technique, essai de l'installation, divers travaux de démarrage	71 000,00	
	TOTAL	493 000,00 $	

* À 500,00 $ près.

7.1.2 Les frais d'exploitation. Le tableau 11 donne les frais d'exploitation réels pour 1984, fournis par la municipalité régionale. Ces frais sont représentatifs des frais d'exploitation prévus pour 1985, puisqu'on n'a pas raccordé une seconde chaudière au réseau d'alimentation en gaz de la décharge.

TABLEAU 9 TOTAL DES COÛTS* - PHASE II, PARTIE A

Poste		Coût	Coût unitaire approximatif
1.	Réseau de puits - 13 puits (9 nouveaux + 4 existants)	20 500,00 $	1 600,00 $/puits
2.	Réseau de conduites et raccords (2000 pi de conduites)	29 500,00	15,00 $/puits
3.	Conception technique, surveillance de l'installation, essai, rapports	18 500,00	
	TOTAL	68 500,00 $	

* À 500,00 $ près.

TABLEAU 10 TOTAL DES COÛTS* - PHASES I et II

Poste		Coût	% du total
1.	Réseau de puits - 33 puits (phase I: 22 nouveaux + 1 puits d'essai; phase II: 9 nouveaux + 1 puits d'essai)	75 500,00 $	13
2.	Réseau de conduites	245 000,00	44
3.	Système mécanique (y compris bâtiment des pompes, transformation des chaudières, etc.)	151 500,00	27
4.	Conception technique, essais, surveillance, divers travaux de démarrage	89 500,00	16
	TOTAL	561 500,00 $	100

* À 500,00 $ près.

7.2 Le financement

Un certain nombre d'organismes gouvernementaux et de compagnies privées ont financé, à divers degrés, les coûts en capital de l'installation; il s'agit de: la municipalité régionale de Waterloo, la compagnie Bestpipe (une division de Lake Ontario Cement Ltd.); Environnement Canada (subvention dans le cadre du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation des ressources et d'énergie); le ministère de l'Énergie de l'Ontario; et Conestoga-Rovers & Associates Ltd. (tableau 12).

TABLEAU 11 FRAIS D'EXPLOITATION (RÉELS) EN 1984*

Poste		Frais réels 1984
1.	Matériaux et approvisionnements	156,00 $
2.	Entretien et réparation	4 833,00
3.	Énergie	1 655,00
4.	Services	736,00
5.	Coûts de communication	331,00
6.	Dépenses de voyage	347,00
7.	Frais interministériels	3 819,00
		11 877,00 $

* Les frais d'exploitation en 1985 se sont élevés à 9 000,00 $.

TABLEAU 12 SOURCES DE FINANCEMENT DE L'INSTALLATION

Organisme/compagnie	Montant approximatif*	% du total
Municipalité régionale de Waterloo	217 700,00 $	39
Compagnie Bestpipe (une division de Lake Ontario Cement Ltd.)	40 200,00	7
Environnement Canada	193 600,00	35
Ministère de l'Énergie de l'Ontario	70 000,00	12
Conestoga-Rovers & Associates Ltd.	40 000,00	7
TOTAL	561 500,00	100

* À 100,00 $ près.

7.3 Le contrat de fourniture de gaz et les recettes

7.3.1 Le contrat de fourniture. La municipalité régionale a négocié avec la compagnie Bestpipe le prix de vente du gaz de résidus en fonction des estimations préliminaires des coûts de l'installation. Ce contrat était basé sur le principe suivant: la municipalité recevrait, pendant 5 ans, le rendement simple de l'investissement (coût en capital, moins subvention en vertu du Programme de création et de démonstration de techniques de conservation de ressources et de l'énergie). Le prix de vente a été négocié à

47,67 $/1000 m^3 gaz de résidus, à raison de 13,13 MJ/m^3. Ce prix pouvait varier en fonction de la teneur en méthane des gaz. Le prix de vente équivaut environ au prix de 37,5 MJ/m^3 de gaz naturel, au prix de vente du gaz naturel dans la région de Kitchener à la fin de 1981. Ce prix est entré en vigueur au début des activités de l'installation en 1982 et s'est appliqué jusqu'en juillet 1983. Par la suite, il devait augmenter de 10 p. 100 par année. Le contrat portait sur une période de cinq ans, après quoi l'entente devait être renégociée.

La compagnie Bestpipe estimait que le prix de vente du gaz de la décharge rendait celui-ci plus avantageux économiquement que le gaz naturel et que cet avantage s'accentuerait avec le temps. Cette vue reposait sur l'hypothèse selon laquelle le prix du gaz naturel augmenterait de plus de 10 p. 100 par année.

Des ennuis ont retardé la pleine mise en exploitation de l'installation. Le contrat est entré en application en 1983 au prix de vente initial indiqué ci-dessus. Cela a donné à la compagnie Bestpipe un avantage accru, ce prix étant de 30 p. 100 inférieur au prix courant du gaz naturel à Kitchener. Toutefois, cet écart devrait s'atténuer, étant donné que l'augmentation du prix du gaz naturel n'a été que de 5 à 10 p. 100 l'année dernière, et qu'aucune augmentation n'est prévue pour 1985 dans la région de Kitchener. À l'heure actuelle, la compagnie Bestpipe estime qu'elle économise de 15 à 20 p. 100 en alimentant une chaudière au gaz de résidus plutôt qu'au gaz naturel.

7.3.2 Les recettes. Le tableau 13 indique les volumes de gaz de résidus achetés par la compagnie Bestpipe et les recettes (revenus bruts) que la municipalité régionale a retirées de la vente de ce gaz en 1984 et 1985.

Au cours de ces deux années, la fourniture a été interrompue pour la surveillance et l'essai de l'installation. Par conséquent, les ventes de 1986, évaluées à partir des volumes consommés en 1984 et 1985, devraient s'élever à environ 600 000 m^3 en supposant une teneur volumique de 45 p. 100 en méthane. Cela équivaut à environ 269 000 m^3 de gaz naturel.

7.4 Analyse économique

7.4.1 Le coût de revient du gaz de résidus. Le coût de revient du gaz de résidus fourni à Bestpipe a été établi à 0,384 $/$m^3$, d'après les paramètres suivants:

1) un coût en capital de 561 500 $, amorti sur 10 ans à un taux d'intérêt de 10 p. 100, ce qui équivaut à 91 480 $/année;
2) des frais d'exploitation de 12 000 $/année, tel qu'établi au tableau 11;
3) une fourniture annuelle de 269 000 m^3 d'équivalent gaz naturel.

TABLEAU 13 RECETTES PROVENANT DE LA VENTE DU GAZ

Année	Volume* (m^3)	Teneur moyenne en (gaz) combustible (%)	Recettes des ventes
1984	501 302	46	32 801,45 $
1985	467 783	45	31 215,56 $

* Au cours des deux années, l'exploitation a été interrompue pendant la haute saison (janvier-mars) à cause de la faible teneur en (gaz) combustible (1984) et pour la tenue d'essais (1985). La municipalité régionale évalue les ventes totales pour 1986 à 45 000 $ au moins.

Le gros du gaz vendu provient du réseau nord. Le réseau sud sert à la lutte contre la migration des gaz plutôt qu'à leur utilisation par la municipalité régionale. En termes d'utilisation du gaz, le réseau sud a été abandonné et son coût (120 000 $) peut être soustrait du coût total de l'installation. Le coût réel de la fourniture de gaz de résidus s'élève alors approximativement à 0,312 $/$m^3$ d'après les paramètres suivants :

1) un coût en capital de 441 500 $, amorti sur 10 ans à un taux d'intérêt de 10 p. 100, ce qui équivaut à 71 900 $/année;
2) des frais d'exploitation de 12 000 $/année, tel qu'établi au tableau 11;
3) une fourniture annuelle de 269 000 m^3 d'équivalent gaz naturel.

Le tarif des services publics de Kitchener pour les utilisateurs industriels est de 5,50 à 6,50 $/$10^3$ pi^3 de gaz naturel (0,19 à 0,23 $/$m^3$). Le coût de revient réel du gaz de résidus fourni à une seule chaudière de Bestpipe est supérieur de 50 p. 100 au tarif courant. On ne peut produire, ni utiliser suffisamment de gaz de résidus avec une seule chaudière, pour que l'installation soit économiquement viable.

S'il y avait un approvisionnement suffisant en gaz de résidus pour permettre la conversion de la seconde chaudière de Bestpipe, le coût de revient du gaz fourni (équivalent gaz naturel) serait réduit à environ 0,162 $/$m^3$, d'après les paramètres suivants:

1) un coût en capital total prévu (installation complète) de 696 000 $, amorti sur 10 ans à un taux d'intérêt de 10 p. 100, ce qui équivaut à 113 000 $/année;
2) des frais d'exploitation de 15 000 $/année;
3) une fourniture annuelle de 792 960 m^3 d'équivalent gaz naturel (d'après les chiffres sur la consommation antérieure et actuelle en gaz naturel de deux chaudières de l'usine Bestpipe).

Ce coût est inférieur de 24 p. 100 au tarif courant d'équivalent gaz naturel à Kitchener. Cela démontre que si l'on a besoin de suffisamment de gaz de résidus et si celui-ci est disponible, l'utilisation du gaz brut dans des installations industrielles situées à proximité de la décharge est économiquement rentable.

Le coût de revient du gaz de résidus pour la municipalité régionale est d'environ 0,18 $/m^3, compte tenu des subventions (tableau 12). Ce coût est basé sur:

1) un coût en capital de 217 700 $ amorti sur 10 ans à un taux d'intérêt de 10 p. 100, ce qui équivaut à 35 400 $/année;
2) des frais d'exploitation de 12 000 $/année;
3) une fourniture annuelle de 37 500 m^3 d'équivalent gaz naturel.

Ce coût de revient est comparable au coût actuel du gaz naturel à Kitchener (1986).

La viabilité économique de l'exploitation du gaz de résidus à l'échelle nationale dépend des tarifs du gaz naturel dans les diverses régions du pays. Le tableau 14 donne les tarifs courants du gaz naturel dans diverses provinces pour les gros consommateurs industriels.

D'une façon générale, l'exploitation du gaz de résidus brut devrait être économiquement viable, étant donné le tarif du gaz naturel, dans les provinces de l'Est, en Ontario et au Québec. Cela serait moins viable dans les provinces de l'Ouest, étant donné

TABLEAU 14 TARIFS MOYENS DU GAZ NATUREL DANS QUELQUES PROVINCES* (1985)

Province	Tarif industriel moyen ($/m^3)	($/10^3 pi^3)
Ontario	0,155	4,39
Québec	0,170	4,82
Manitoba	0,127	3,60
Saskatchewan	0,113	3,20
Alberta	0,075	2,12
Colombie-Britannique	0,127	3,60
Nouveau-Brunswick **	0,286	8,10

* Tarif canadien du gaz, Association canadienne du gaz.
** Le tarif du Nouveau-Brunswick est un tarif commercial et non un tarif industriel.

le tarif (relativement bas) du gaz naturel, pour des volumes de l'ordre de ceux de Kitchener. Si la consommation de gaz de résidus brut était plus grande et si le tarif du gaz naturel augmentait, l'exploitation du gaz de résidus pourrait devenir marginalement viable en Colombie-Britannique et au Manitoba. Il est peu probable que l'exploitation du gaz de résidus brut soit viable dans un avenir rapproché en Alberta et en Saskatchewan.

Il faut toutefois noter qu'en Ontario la tendance est à la désodorisation obligatoire dans les décharges contrôlées nouvellement approuvées. Une installation de désodorisation peut être conçue de façon à permettre l'utilisation des gaz captés. Les revenus obtenus contrebalanceraient le coût de la désodorisation. La viabilité économique de l'exploitation du gaz de résidus prendra une nouvelle dimension lorsque la désodorisation obligatoire rendra nécessaire l'installation de réseaux de captage et de collecte des gaz (que ceux-ci soient utilisés ou non).

8 LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET LES AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX

L'utilisation du gaz de résidus comme combustible de remplacement permet d'économiser des ressources énergétiques non renouvelables et comporte des avantages environnementaux, aussi bien dans le cas d'une décharge fermée que dans le cas d'une décharge exploitée.

8.1 Les économies d'énergie

8.1.1 Les économies locales. L'installation de captage et d'utilisation du gaz de résidus de Kitchener permet d'économiser environ 254 880 m^3 de gaz naturel par année. Cela équivaut à environ 244,8 m^3/an d'huile à chauffage, soit suffisamment d'énergie pour chauffer 90 maisons par année (d'après une maison type de 1600 pi^2 construite dans la région de Kitchener-Waterloo conformément aux normes de construction de 1985).

8.1.2 Les économies nationales possibles. Il est difficile d'évaluer les économies d'énergie que permettrait de réaliser sur une base nationale une exploitation du gaz de résidus brut comme celle qui existe à Kitchener.

D'après CRA, il existe au Canada environ vingt décharges où l'on trouve au moins un million de tonnes d'ordures. Il s'agit du tonnage minimal pour rendre la récupération du gaz techniquement et économiquement faisable, dans la mesure où sont respectées les conditions suivantes:

1) le tonnage exploitable doit être d'au moins un million de tonnes;
2) un gros utilisateur doit se trouver à proximité et doit pouvoir consommer tout le gaz fourni;
3) le taux de récupération des gaz doit être d'au moins $6{,}29 \times 10^{-3}$ $m^3/kg \cdot an$ et la teneur volumique en méthane, de 40 p. 100 (le gaz de résidus utilisable est ainsi équivalent à $4{,}5 \times 10^7$ m^3 de gaz naturel).

Les gaz captés dans les décharges peuvent éventuellement remplacer 0,1 p. 100 du total de l'énergie finale consommée par les industries au Canada chaque année (d'après les données fournies dans Rapport trimestriel sur l'offre et la demande en énergie au Canada, Statistiques Canada, n° de catalogue 57-003). Cela équivaut à environ 43 562,5 m^3 d'huile à chauffage.

8.2 Les avantages environnementaux

Le captage des gaz d'une décharge en vue de leur utilisation comme combustible peut aussi avoir des avantages environnementaux pour l'exploitation de la décharge.

Le captage des gaz permet de réduire la quantité de gaz susceptibles de s'échapper dans l'atmosphère par les morts-terrains de la décharge. Cela peut aider à atténuer les mauvaises odeurs parfois associées à l'exploitation d'une décharge. Le captage des gaz réduit également la quantité de gaz susceptibles de migrer dans les sols hors de la décharge. Cette migration peut comporter un danger d'explosion dans toute structure fermée située à proximité de la décharge.

À Kitchener, la migration des gaz hors de la décharge avait nui aux maisons du voisinage et à une école adjacente aux limites de la décharge. L'incidence du captage sur la migration des gaz a été mesurée par CRA et il est apparu qu'il y avait bel et bien diminution de la migration hors de la décharge. Cela représente un avantage réel pour la municipalité régionale qui, à ce jour, a dépensé environ 700 000 $ pour empêcher la migration des gaz.

9 LES ÉTUDES CONNEXES

9.1 Évaluation de l'exploitation des gaz de résidus

Deux études (financées séparément) ont été effectuées sur l'exploitation des gaz de la décharge de Kitchener:

1) *Evaluation of Landfill Gas Recovery System as a Migration Control System*, une étude financée par le ministère de l'Environnement de l'Ontario;

2) un essai de corrosion du tube de la chaudière financé par le ministère de l'Énergie de l'Ontario.

9.2 Évaluation du réseau de captage en tant que moyen de lutte contre la migration des gaz

L'étude dont il est question ici, achevée en mars 1983, a permis d'évaluer l'efficacité du réseau de captage comme moyen de lutte contre la migration des gaz. Comme il a été mentionné, la municipalité régionale a souffert de la migration des gaz hors de la décharge et croyait que le réseau de captage atténuerait le problème.

Les résultats de l'étude indiquent que le réseau de captage réduit la migration des gaz. Ces résultats ont été présentés directement au ministère de l'Environnement de l'Ontario dans un rapport intitulé *Evaluation of a Landfill Gas Recovery System to Control Gas Migration*, produit par Conestoga-Rovers & Associates Ltd. en mars 1983.

9.3 Essai de corrosion des tubes de fumée de la chaudière

L'essai visait à relever tout effet de corrosion des tubes de fumée de la chaudière. Au début, quatorze tubes ont été remplacés. Sept d'entre eux l'ont été dans le deuxième passage de la chaudière où il y a possibilité de corrosion à haute température et les sept autres ont été remplacés dans le quatrième passage où il y a possibilité de corrosion à basse température ou de corrosion humide.

Ces tubes ont été enlevés et examinés à plusieurs reprises pendant l'exploitation de l'installation de captage et d'utilisation des gaz. Tous les examens prévus ont été effectués et CRA attend le rapport de l'essai de corrosion que doit lui remettre l'université de Waterloo. D'une façon générale, l'examen des tubes n'a révélé aucune corrosion importante. Un peu de tartre s'est formé sur le pot du brûleur, mais ce problème est insignifiant et aucun rapport avec l'utilisation de gaz de résidus n'a encore pu être établi.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Les conclusions et recommandations suivantes découlent du présent rapport.

1) L'exploitation du gaz de résidus (ou biogaz) brut est techniquement faisable au Canada.

2) L'exploitation du gaz de résidus brut peut être économiquement viable à l'heure actuelle en Ontario, dans la mesure où le volume de gaz produit et le volume de gaz vendable sont suffisants. L'exploitation du gaz de résidus devrait être de plus en plus viable économiquement si l'on tient compte du fait que la plupart des nouvelles décharges contrôlées devront être équipées d'un réseau de captage des gaz pour supprimer les odeurs et qu'un tel réseau permet l'utilisation des gaz.

3) Les économies d'énergie réalisées grâce à l'exploitation des gaz de la décharge de Kitchener équivalent à environ 244,8 m^3/an d'huile à chauffage (1540 barils), soit suffisamment d'huile pour chauffer 90 maisons.

4) À l'échelle nationale, l'utilisation du gaz de résidus brut provenant des décharges existantes pourrait combler au moins 0,1 p. 100 environ des besoins industriels en énergie finale (soit 43 562,5 m^3/an (274 000 barils) d'huile à chauffage).

5) L'exploitation du gaz de résidus brut ne sera probablement pas viable économiquement en Alberta ou en Saskatchewan dans un avenir rapproché à cause de la faiblesse relative des prix du gaz naturel dans ces provinces.

6) L'exploitation du gaz de résidus provenant des décharges existantes comporte des avantages sur le plan écologique, dont la réduction des odeurs et de la migration des gaz (dans le sol).

7) Une installation de captage (et d'utilisation) des gaz de résidus peut être conçue pour réduire la migration des gaz qui se forment dans les décharges.

8) Il est recommandé, advenant que l'on voudrait aménager des installations de captage et d'utilisation des gaz de résidus dans les futures décharges, d'effectuer des études locales pour déterminer les volumes de gaz récupérables et évaluer les marchés potentiels avant de s'engager dans une entreprise quelconque.